

grudzień 2010

Przegląd Gazowniczy

nr 4 (28)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

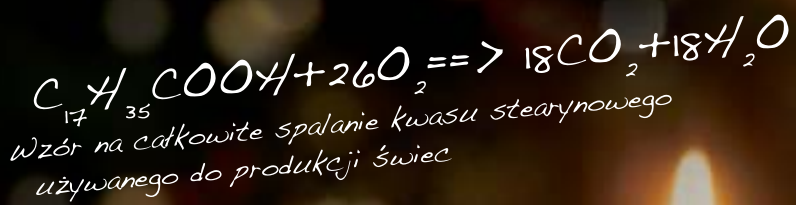
Radosnych
świąt Bożego Narodzenia,
pomyślności i sukcesów
w Nowym 2011 Roku
wszystkim Czytelnikom
i Współpracownikom
życzą

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

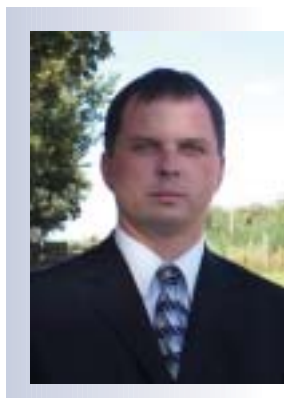


Spalanie świecy to około 43 kJ/g...

Jednak najważniejsza energia przy wigilijnym stole to ciepłe uczucia, które są w nas. Dużo ciepła na święta i cały rok życzy Zarząd PGNiG.



Na co dzień zajmujemy się energią, którą można mierzyć, poznawać, przekształcać. Nie zapominamy jednak nigdy, że najważniejsza jest ta pozytywna energia, która jest w nas. I choć nie można jej zobaczyć ani zmierzyć, można ją poczuć...



Gdyby stworzyć ranking najpopularniejszych zwrotów świątecznych życzeń, palma pierwszeństwa przypadłaby zapewne sztamptomemu „wesółych i spokojnych świąt”. Właśnie spokoju, po całym roku wytężonej pracy, potrzeba nam obecnie najbardziej. I zgodnie z taką formułą świątecznych życzeń, nadchodzące Boże Narodzenie ma szansę być wyjątkowo spokojne dla gazowniczego środowiska, choć zaburzone wspomnieniem zielonogórskiej tragedii, która powinna skłonić nas, gazowników, do podjęcia działań uniemożliwiających powtórzenie takich dramatycznych sytuacji.

Przycichł jednak już wreszcie wielomiesięczny, medialny szum wokół negocjacji gazowego kontraktu, w którym szukanie taniej sensacji i gra na ludzkim strachu brały przeważnie górę nad rzetelną analizą sytuacji. Polsko-rosyjskie rozmowy z kreowaną w ich tle naszą pozycją supermocarstwa w dziedzinie gazu łupkowego przestały już być orężem wyborczych kampanii. Po zakończeniu wyborczych zmagani polityków, niewielu z nich chce zajmować się gazowniczymi tematami. A szkoda, bo ich pomoc mogłaby być wyjątkowo przydatna, choćby w możliwie jak najszybszym wyodrębnieniu prawa gazowego lub narastających lawinowo problemach z modernizacją czy rozbudową istniejącej infrastruktury. W obecnym stanie prawnym uzyskanie zgody właściciela gruntu na umieszczenie w nim gazociągu lub innego uzbrojenia graniczy bowiem w niektórych przypadkach z cudem lub stwarza konieczność negocjowania zadośćuczynienia o abstrakcyjnych wręcz wartościach. W innych krajach istnieją sprawdzone i dobrze funkcjonujące mechanizmy załatwiania tego typu problemów przy inwestycjach realizowanych w imię społecznego dobra. Przeniesienie ich do Polski, choć nieuniknione, wydaje się niezmiernie trudne, bo wymaga podjęcia niezbyt popularnych społecznie decyzji. Pozostając w nadziei, że nadchodzący rok przyniesie rozwiązanie problemów utrudniających funkcjonowanie naszej branży, chciałbym wyrazić życzenie, aby zbliżający się świąteczny czas był dla nas wszystkich okresem spokoju i zadumy oraz odpoczynku od wyzwań codzienności, spędzonym w niepowtarzalnej, rodzinnej atmosferze.

*Cezary Mróz,
członek zarządu IGG,
wiceprzewodniczący Rady Programowej PG*

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka
– Gómośląska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o. w Zabrze

Włodzimierz Kleniewski
– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

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

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

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

Joanna Zakrzewska
– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

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

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

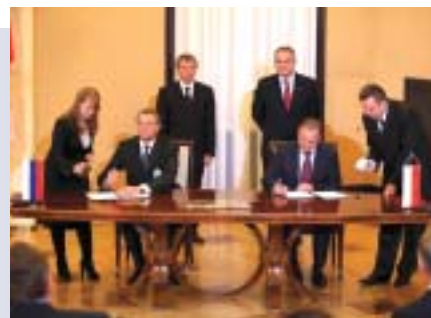
DTP
Ewa Książkowska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

TEMAT WYDANIA

- 8 **Nowa umowa gazowa z Rosją.** Szymon Polak i Maciej Kołaczkowski, eksperci MSZ, omawiają polsko-rosyjskie negocjacje.
- 12 Nową umowę gazową z Rosją komentują: **Janusz Steinhoff, Michał Honczar, Maria Bielowa, Andrzej Lipko i Jeremi Zarzycki.**

NASZ WYWIAD

- 15 **Nasz cel to jednolity rynek energii.** Z Philipem Lowe, dyrektorem generalnym ds. energii w Komisji Europejskiej, rozmawia Inga Czerny.



8

II KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO oraz CENTRAL EUROPEAN GAS CONGRESS

- 18 Uchwała Central European Gas Congress.
- 19 Uchwała II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.
- 20 Wypowiedzi pokongresowe: Ján Klepáč, Gábor Molnár, Andrzej Szczęśniak.

PUBLICYSTYKA

- 22 **Kogeneracja gazowa szansą dla energetyki.** Aleksander Gabryś, ekspert Ernst&Young wskazuje na korzyści wynikające z kogeneracji.
- 48 **Odbiorcy gazu pytają o energetykę.** Rozmowa z Krzysztofem Noga, dyrektorem handlowym w spółce PGNiG Energia SA.

TECHNOLOGIA

- 25 **Liczniki inteligentne w Unii Europejskiej – szanse czy zagrożenia?** Analizę zagadnienia przeprowadzają Jerzy Magas i Wojciech Ida.

REPORTAŻ

- 30 **Centralna Barbórka 2010 w Sanoku.** Reportaż Anny Folcik.

PGNiG SA

- 32 **Sprężony gaz ziemny – przeszłość, teraźniejszość, przyszłość.** Marek Kwasowiec omawia korzyści z wykorzystania sprężonego gazu w transporcie.



30

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **992 – pogotowie gazowe.** Doświadczenia z Wrocławia prezentują Ryszard Górski i Maciej Chruściński.
- 36 **Odpowiedzialność dla wspólnego bezpieczeństwa.** Maja Girycka prezentuje kolejną akcję społeczną GSG.
- 38 **Gaz ziemny z dwóch kierunków.** Bożena Małaga-Wrona omawia najnowszą inwestycję KSG – gazociąg Hrubieszów–Zamość.
- 40 **Warto dbać o bezpieczną pracę.** Emilia Tomalska pisze o konkursie BHP w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa.
- 42 **150 lat gazownictwa w Bydgoszczy.** Reportaż Dagmary Kusiewicz z uroczystości jubileuszowych.
- 45 **Owocne spotkanie.** Wojciech Grzędzielski omawia spotkanie przedstawicieli OGP GAZ–SYSTEM z przedstawicielami WSG.

GAZ–SYSTEM S.A.

- 46 **Kolejne projekty inwestycyjne** omawia Małgorzata Polkowska.

HISTORIA

- 52 **Odkrywca złóż ropy w Borysławiu.** Ewa Król wspomina Władysława Długosza, wielką postać w historii polskiego gazownictwa.

OSOBOWOŚĆ

- 54 **Dama sukcesu bez parytetu.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Teresy Laskowskiej.



52

SPORT

- 58 **V Mistrzostwa Polski w Piłce Nożnej o Puchar Prezesa PGNiG SA.**

Zdjęcie na okładce – Latarnie gazowe zdobią arkady Sukiennic na krakowskim Starym Rynku. Fot. Mariusz Dobrzański, Kraków

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Przed nami święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok, czas wypoczynku w rodzinnym gronie, ale również zadumy i podsumowań tego, co zostało dokonane.

26–28 października br. w Wiśle odbyły się połączone kongresy: **II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego i Central European Gas Congress**. Impreza miała charakter międzynarodowy i zgromadziła ok. 500 osób z Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Rosji, Ukrainy, Litwy, Niemiec i Izraela. Szerzej o połączonych kongresach na str. 18–21

W bieżącym kwartale prace kontynuowały również działające przy IGG zespoły robocze. 11 października br. odbyło się spotkanie zespołu ds. efektywnego wykorzystania gazu ziemnego w przemyśle chemicznym. Mając na uwadze dotychczasowe doświadczenia, obie strony – gazowa i chemiczna – opowiedziały się za wprowadzeniem rynkowego regulowania ceny gazu (zmiana cen gazu w zależności od cen rynkowych). Strony opowiadają się m.in. za pozostawieniem taryfowania dla odbiorców komunalnych, natomiast ewentualnym zatwierdzeniem dla dużych odbiorców przemysłowych tylko metodologii kształtowania cen taryfowych, a nie samych cen, co umożliwiłoby szybkie dostosowywanie cen gazu do cen rynkowych, np. kwartalnie. Istotne jest również określenie formuły cenowej zainteresowanym prowadzeniem rozliczeń walutowych w celu zmniejszenia ryzyka kursowego oraz rozwiązanie problemu cen gazu krajowego, np. poprzez trzyletnie wyjście z subsydiowania gazem krajowym cen gazu.

Podpisanie pod koniec października br. umowy gazowej polsko-rosyjskiej dało zakładom wielkiej syntezy pewność dostaw paliwa gazowego, szczególnie w okresie zimowym, zwiększonego zapotrzebowania na nawozy azotowe.

Swoje prace kontynuuje działający przy IGG zespół ds. taryf operatorów dystrybucji. 8 listopada br. w URE odbyło się kolejne spotkanie przedstawicieli URE (na czele z Markiem Woszczykiem, wiceprezesem URE) i spółek gazownictwa w sprawie długoterminowego modelu taryfowania spółek gazownictwa (operatorów). W trakcie spotkania zaprezentowano działania realizowane przez spółki gazownictwa w 2010 r., realnie obniżające koszty operacyjne, proponując jednocześnie kluczowe zmiany w ramach przygo-

towań do opracowania modelu regulacyjnego dystrybucji gazu ziemnego.

Strona gazowa wyraziła gotowość opracowania długoterminowego „Modelu controllingu i regulacji spółek gazownictwa GK PGNiG”, powiązanego z celami strategicznymi spółek co najmniej do roku 2015 i celami pośrednimi, jak np. uzyskania prawidłowych taryf wiosną 2011 r.

W listopadzie i grudniu br. odbyły się wewnętrzne spotkania zespołu w celu uzgodnienia stanowiska spółek, dotyczącego kluczowych elementów proponowanego podejścia do regulacji gazownictwa. Stanowisko to zostanie zaprezentowane podczas kolejnego spotkania negocjacyjnego z przedstawicielami URE. Podsumowano efekty dotychczasowych działań regulacyjnych, omówiono szacunki możliwego przyrostu przychodu regulowanego spółek gazownictwa w kolejnych latach taryfowych, zaprezentowano także podstawowe założenia proponowanego modelu regulacji oraz podstawowe założenia modelu ekonomicznego do przeprowadzenia oceny efektywności spółek gazownictwa.

W bieżącym kwartale intensywnie pracował również Komitet Standardu Technicznego. Pod koniec października Zarząd IGG przyjął opracowane przez zespół roboczy nr 12 (pod kierownictwem Jerzego Michalczyka) i zespół nr 14 (pod kierownictwem Artura Szelca) nowe standardy techniczne IGG:

- **ST-IGG-1201: 2010, Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej,**
- **ST-IGG-1202: 2010, Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności,**
- **ST-IGG-1401: 2010, Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych,**
- **ST-IGG-1402: 2010, Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów,**
- **ST-IGG-1403: 2010; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb.**

W stałej sprzedaży znajdują się egzemplarze wydawnictw dotyczących łącznie 10 standardów technicznych. Izba Gospodarcza Gazownictwa prowadzi również sprzedaż egzemplarzy archiwal-



Agnieszka Rudzka

nych norm zakładowych PGNiG SA oraz „Biuletynu Technicznego” nr 3/2010 (według stanu prawnego na 31 października 2010). Wszystkich zainteresowanych zakupem ww. opracowań zapraszamy na strony internetowe IGG.

W przygotowaniu do ankiety znajdują się obecnie projekty standardów technicznych obejmujących następujące tematy:

- stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiarów gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi (ZR nr 5);
 - próby ciśnieniowe dla gazociągów z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 1 MPa (ZR nr 3);
 - próby ciśnieniowe rurociągów stalowych (ZR nr 9);
 - oznakowanie trasy gazociągów (ZR nr 10);
 - połączenie PE/stal dla gazu ziemnego o ciśnieniu do 1 MPa włącznie (ZR nr 11);
- Odpowiadając na potrzeby branży, Komitet Standardu Technicznego powołał w październiku br. i ustalił skład osobowy kolejnego zespołu roboczego nr 16 „Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia”.

Uwzględniając obowiązek implementacji przez Polskę tzw. III Pakietu Energetyczno-Klimatycznego (od 3 marca 2011 r.) IGG intensywnie wspiera Ministerstwo Gospodarki w przygotowaniu projektu prawa gazowego, który poddany zostanie publicznej dyskusji. Izba zapewnia opinie (ekspertyzy) dotyczące rozliczeń gazu w jednostkach energii, dostaw gazu dla odbiorców chronionych (wrażliwych), udostępnienia zdolności przepływu gazu w obu kierunkach na połączeniach transgranicznych, odejścia od restrykcyjnych

dokończenie na str. 51

- **10 grudnia br.** PGNiG SA podpisało z FX Energy list intencyjny dotyczący wspólnych poszukiwań ropy i gazu na obszarze koncesji FX Energy Warszawa Południe. Zgodnie z zapisami listu, PGNiG SA otrzyma prawa do 49% udziałów na obszarze koncesyjnym Warszawa Południe, o powierzchni 880 tys. akrów, znajdującym się w rejonie miejscowości Grójec, Mszczonów, Nadarzyn i Warka.

- **7 grudnia br.** PGNiG SA podpisało umowę z Instytutem Nafty i Gazu jako instytucją wdrażającą o dofinansowanie projektu „Podziemny Magazyn Gazu Strachocina” ze środków Unii Europejskiej. Jest to już druga tego typu umowa podpisana przez spółkę. Przewidywane dofinansowanie UE do rozbudowy podziemnego magazynu gazu Strachocina wyniesie ok. 53,2 mln zł. Planowany całkowi-

ty koszt realizacji projektu rozbudowy magazynu wynosi ok. 494 mln zł brutto. Rozbudowa zostanie zakończona w 2011 r., a pojemność czynna magazynu wzrośnie ze 150 mln m³ do 330 mln m³.

- **17 listopada br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ–SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r.

- **10 listopada br.** W III kwartale 2010 r. Grupa Kapitałowa PGNiG zanotowała 13-procentowy wzrost przychodów ze sprzedaży, do ok. 3,9 mld PLN, w porównaniu z analogicznym okresem 2009 roku. Zysk netto po trzech kwartałach 2010 roku wyniósł ponad 1,3 mld PLN, czyli o 1,4 mld PLN więcej niż w analogicznym okresie 2009 roku. Tak znaczna poprawa wyników finansowych była możliwa głównie dzięki wzrostowi wolumenu sprzedaży gazu ziemnego, a także wysokim przychodom ze sprzedaży ropy naftowej oraz ze świadczonych usług geofizyczno-geologicznych i poszukiwawczych.

- **9 listopada br.** Izba Gospodarcza Gazownictwa po raz kolejny skierowała do ministra finansów wnioski o likwidację ograniczenia czasowego stosowania zerowej stawki akcyzy na CNG. Nawiązując do dyrektywy Rady 2003/96/WE, która nie ogranicza czasowo zwolnienia z opodatkowania akcyzą gazu ziemnego jako paliwa pędnego, IGG postuluje utrzymanie w dłuższej perspektywie zerowej stawki akcyzy na CNG, co umożliwi rozwój tego rynku w Polsce.

- **9 listopada br.** Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. 9 listopada 2010 roku przejął aportem od Skarbu Państwa majątek przesyłowy o wartości ponad 339 mln złotych. Majątek ten został przekazany do Ministerstwa Skarbu Państwa przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) w ramach dywidendy rzeczowej z zysku za 2009 rok. W ten sposób wartość kapitału zakładowego GAZ–SYSTEM S.A. wzrosła do ponad 3,7 mld złotych, natomiast wartość kapitałów własnych spółki przekroczyła 5 mld złotych.

- **5 listopada br.** Perspektywy poszukiwania gazu z łupków, regulacje prawne związane z jego eksploatacją i ochroną środowiska oraz wpływ na rynek gazu ziemnego i LNG zdominowały światowy kongres gazu łupkowego World Shale Gas 2010, w którym uczestniczyli przedstawiciele firm gazowniczych z ponad 30 krajów, w tym PGNiG SA z Markiem Karabułą, wiceprezesem zarządu ds. górnictwa naftowego, oraz prof. Stanisławem Rychlickim, przewodniczącym Rady Nadzorczej PGNiG SA, na czele.

Większość uczestników forum podkreślała ogromne znaczenie odkrycia zasobów gazu z łupków dla rynku gazu w Stanach Zjednoczonych i w konsekwencji również dla reszty świata. Czy podobny przełom będzie możliwy także w przypadku innych potencjalnych obszarów występowania gazu niekonwencjonalnego, w tym z łupków? Zdaniem międzynarodowych ekspertów, jest to jak najbardziej możliwe,

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa przystąpiły w II kwartale 2010 r. następujące firmy:

1. **ANCO Sp. z o.o.** z siedzibą w Jarocinie przy ul. Długiej 44. Firma zatrudnia 8 osób i zajmuje się dystrybucją oraz obrotem paliwami gazowymi (www.ancop.pl);

2. **BWP Sp. z o.o.** z siedzibą w Dąbrowie Górniczej przy ul. Strzemieszyckiej 248. Firma zatrudnia 5 osób, zajmuje się projektowaniem sieci i instalacji gazowych i wodno-kanalizacyjnych oraz prowadzi w tym zakresie wykonawstwo (www.e-bwp.pl);

3. **CONTINUUM GT Sp. z o.o.** z siedzibą w Katowicach przy ul. Jesionowej 22/20. Firma zatrudnia 2 osoby. Specjalizuje się w podnoszeniu efektywności najważniejszych procesów działania w sektorze przedsiębiorstw utilities poprzez działalność w zakresie: consultingu, projektowania, automatyki i sterowania (www.continuumgt.pl);

4. **PGNiG Energia SA** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25. Firma zatrudnia ok. 20 osób. Przedmiotem działalności spółki jest wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepłej, dystrybucja i handel energią elektryczną oraz usługi doradztwa energetycznego (www.energia.pgnig.pl);

5. **PGNiG Technologie Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25. Firma zatrudnia 4 osoby i prowadzi działalność w zakresie produkcji, magazynowania i transportu towarów dla branży gazowniczej oraz usługi budownictwa (www.pgnig.pl);

6. **P.R.U.H. „ARMA-POL” S. Kulka, R. Płotnicki** z siedzibą w Brzeszczu przy ul. Nosala 1. Firma zatrudnia 10 osób i zajmuje się sprzedażą armatury przemysłowej, jest przedstawicielem armatury czeskiego Group A. S. (www.arma-pol.pl);

7. **SIME POLSKA Sp. z o.o.** z siedzibą w Sochaczewie przy ul. Warszawskiej 31. Firma zatrudnia 10 osób i zajmuje się dystrybucją paliw gazowych systemem sieciowym oraz obrotem paliwami gazowymi (www.simepolska.pl);

8. **VNG Polska Sp. z o.o.** z siedzibą w Tamowie Podgórnym przy ul. Dorczyka 1. Firma – zgodnie z KRS – ma się zajmować m.in. wytwarzaniem i dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej oraz doradztwem. Prowadzi działalność usługową wspomagającą eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie technologii informatycznych i komputerowych (www.vng-pl.com)

17 listopada br. na wałbrzyskim rynku odbyła się uroczystość związana z wprowadzeniem do eksploatacji przez MPK w Wałbrzychu dwóch nowych autobusów Solbus SM12, których silniki są zasilane skroplonym gazem ziemnym LNG. Zastosowanie tej technologii zasilania autobusów, opartej na LNG, jest na pewno pionierskie nie tylko w naszym kraju, lecz także w Europie – ze względu na trudności w utrzymaniu gazu ziemnego w bardzo niskiej temperaturze w stanie skroplonym – na poziomie -163 OC.

MPK w Wałbrzychu jest obecnie właścicielem 33 autobusów na CNG, 2 autobusów na LNG, a w roku przyszłym (jak już wcześniej sygnalizowaliśmy) planuje zakup kolejnych 7 autobusów na CNG, co z pewnością dobrze rokuje na dalszy zrównoważony rozwój miasta dzięki ograniczaniu emisji CO₂.

Wojciech Tymiak



Na zdjęciu od lewej: Andrzej Welc, zastępca dyrektora ds. technicznych MPK w Wałbrzychu, Marek Wyrzykowski, prezes zarządu Fabryki Autobusów SOLBUS Sp. z o.o., Piotr Kruczkowski, prezydent Wałbrzycha, Ireneusz Zarzecki, prezes MPK w Wałbrzychu, Dariusz Koldon, zastępca prezesa MPK w Wałbrzychu, Augustyn Skrętkowicz, starosta powiatu wałbrzyskiego, Wojciech Tymiak, kierownik działu marketingu – PGNiG SA Gazownia Wałbrzyska.

na co wskazuje duże zainteresowanie koncernów amerykańskich, mających duże doświadczenie w tej branży, innymi rejonami świata, a szczególnie Polską, której potencjalne zasoby oceniane są na jedne z największych w Europie. Możliwości poszukiwania gazu z łupków w Polsce wzbudziły duże zainteresowanie uczestników kongresu, którzy pytali o warunki dla poszukiwań w Polsce, m.in. o opłaty związane z uzyskaniem koncesji, wielkość potencjalnych zasobów oraz termin rozpoczęcia wydobywania. – PGNiG SA rozpoczęło proces poszukiwania gazu z łupków. Najwcześniej za dwa lata będziemy w stanie ocenić wielkość zasobów, a jeśli wyniki poszukiwań będą obiecujące, to za około 10 lat mogłoby ruszyć wydobywanie. Jesteśmy również otwarci na współpracę z firmami zagranicznymi w tej dziedzinie – powiedział prof. Stanisław Rychlicki, przewodniczący Rady Nadzorczej PGNiG SA, uczestnik panelu skoncentrowanego na perspektywach dla poszukiwań i ewentualnej eksploatacji gazu z łupków w Polsce.

• **4 listopada br.** PGNiG SA podpisało ze spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA aneks do umo-

wy z 1 lipca 2004 r. na wykonanie usługi przesyłu gazu ziemnego z punktu zdawczo-odbiorczego Kondratki na granicy polsko-białoruskiej do końcowych punktów zdawczo-odbiorczych we Włodawku oraz Lwówku Wielkopolskim za pośrednictwem gazociągu Jamał–Europa Zachodnia. W aneksie strony uzgodniły przedłużenie terminu obowiązywania umowy z 31 grudnia 2012 r. do 31 grudnia 2022 r.

• **19 października br.** PGNiG SA rozpoczęło prace grawimetryczne na koncesji Bahariya w Egipcie. Ich celem jest wskazanie najbardziej obiecujących obszarów koncesji do przeprowadzenia badań sejsmicznych. Jeśli wszystko będzie przebiegało zgodnie z harmonogramem, to wydobywanie ropy naftowej w Egipcie mogłoby się rozpocząć już ok. 2015 r. W tym samym czasie rozpocznie się wydobywanie gazu ziemnego na koncesji Murzuq w Libii. W związku z intensyfikacją działań poszukiwawczych w Egipcie i Libii, PGNiG SA planuje przeznaczyć na te cele w 2011 roku ok. 70 mln USD.

• **12 października br.** PGNiG SA otrzymało zgodę od prezesa UOKiK na utworzenie przez PGNiG SA oraz Tauron Polska Energia SA spółki Elektrociepłownia Stalowa Wola SA. Dzięki tej decyzji PGNiG Energia SA – spółka w 100% zależna od PGNiG – będzie mogła objąć 50% akcji spółki EC Stalowa Wola. Pozostałe 50% akcji spółki znajdzie się w posiadaniu należącej do Tauron Polska Energia SA spółki Elektrownia Stalowa Wola, która do czasu dokonania koncentracji pozostanie jedynym właścicielem EC Stalowa Wola. Nowa instalacja będzie produkować zarówno energię elektryczną, jak i ciepło, co pozwoli uzyskać duże oszczędności. Gorąca woda będzie wykorzystywana na potrzeby komunalne Stalowej Woli i Nisko. Natomiast parę technologiczną będą użytkować pobliskie zakłady przemysłowe. Moc elektryczna nowego bloku wyniesie 400 MWe, a moc cieplna 240 MWt. Planowana roczna produkcja energii wyniesie około 3,1 TWh, a ciepła 1,8 PJ. Rocznie blok będzie zużywał około 550 mln m³ gazu. Paliwo gazowe będzie dostarczane przez PGNiG SA. Uruchomienie elektrociepłowni nastąpi do końca 2014 roku.

• **12 października br.** PGNiG SA zakończyło budowę nowej kopalni gazu ziemnego Wielichowo w okolicach Grodziska Wielkopolskiego. Kopalnia Wielichowo jest ściśle powiązana z dwiema innymi oddanymi inwestycjami PGNiG SA w tym rejonie: podziemnym magazynem gazu Bonikowo oraz odazotownią Grodzisk. Dzięki tym inwestycjom krajowe wydobywanie gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wzrośnie o ok. 200–300 mln m³ rocznie. Łączna wartość trzech inwestycji, zrealizowanych na obszarze działania Oddziału PGNiG SA w Zielonej Górze, których oficjalne oddanie do użytku odbyło się 12 października 2010 roku, wyniosła ok. 500 mln złotych. ■

30 listopada. Sześć tysięcy mieszkańców osiedli Pomorskiego i Śląskiego w Zielonej Górze ewakuowano w wyniku eksplozji kucharek gazowych w kilku mieszkaniach. Zginęła jedna osoba, kilka zostało rannych. Zawiodły urządzenia w stacji redukcyjnej.

Nowa umowa gazowa z Rosją

Szymon Polak, Maciej Kołaczkowski

Zakończone 29 października 2010 r. negocjacje gazowe z Rosją uregulowały kwestie dostaw oraz zasad eksploatacji i zarządzania gazociągiem jamalskim na najbliższe lata. Nowa umowa gazowa z Rosją umożliwiła wprowadzenie istotnych zmian rynku gazu w Polsce. Na tej podstawie mogą także ulec zmianie relacje gazowe niektórych państw członkowskich Unii Europejskiej z Rosją.

Polsko-rosyjskie porozumienie stanowi pierwszy krok w dostosowaniu relacji gazowych UE–Rosja do wymagań III pakietu liberalizacyjnego, mającego na celu stworzenie konkurencyjnego rynku wewnętrznego gazu i energii elektrycznej. W dalszym ciągu jednak istotna dla funkcjonowania gazociągu jamalskiego kwestia operatorstwa zależy także od sposobu implementacji III pakietu liberalizacyjnego (zwłaszcza transpozycji dyrektywy 2009/73/WE¹ – dalej dyrektywa gazowa). Dlatego tak ważne jest, aby transpozycja została dokonana zgodnie ze sprawdzonym już w Polsce sposobem rozdziału funkcji przesyłowych od innych rodzajów działalności.

Negocjacje dowiodły jednocześnie dużego potencjału realizowania przez Unię Europejską spójnej polityki energetycznej względem krajów trzecich. Jest to dobry prognostyk dla polskiej prezydencji w zakresie priorytetu energetycznego, jakim jest dyskusja o wzmocnieniu europejskiej zewnętrznej polityki energetycznej. Przykład negocjacji z udziałem Komisji Europejskiej może mieć istotne znaczenie, jako wydarzenie do tej pory bez precedensu w historii UE i państw członkowskich.



29 października br. w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów wicepremierzy Polski i Rosji, Waldemar Pawlak oraz Igor Sieczin, podpisali międzyrządowe porozumienie dotyczące dostaw gazu do Polski.

GENEZA

Dla strony polskiej bezpośrednią przyczyną rozpoczęcia rozmów była konieczność zapewnienia pokrycia zapotrzebowania gospodarki na paliwo gazowe. W wyniku konfliktu gazowego Rosji z Ukrainą w 2009 r., pod koniec stycznia ubiegłego roku z rynku dostaw gazu do Polski została wyeliminowana zarejestrowana w szwajcarskim kantonie Zug spółka RosUkrEnerg (RUE), należąca do jednego z ukraińskich oligarchów i Gazpromu. RUE było pośrednikiem handlującym reeksportowanym z Rosji gazem pochodzenia środkowoazjatyckiego. Kontrakt PGNiG z RUE opiewał na 2,3 mld m³ rocznie i obowiązywał do końca 2009 roku. Tak więc, PGNiG jeszcze przed wybuchem kryzysu stało przed koniecznością zastąpienia (lub przedłużenia) kontraktu z RUE po 2009 roku, jednakże wyeliminowanie RUE z rynku spowodowało zagrożenie braku zbilansowania rynku gazu w 2009 roku i przyspieszyło o rok sytuację, do której – jak się wydaje – i tak zmierzaliśmy.

POSZUKIWANIA ALTERNATYWNYCH DOSTAWCÓW

Po zakończeniu kryzysu ukraińsko-rosyjskiego i zaprzestaniu realizowania przez RUE zobowiązań kontraktowych względem PGNiG, rozpoczęto poszukiwania alternatywnych dostawców. PGNiG prowadziło rozmowy z wieloma dostawcami z Europy Zachodniej, jednakże ze względu na brak połączeń infrastrukturalnych oraz brak funkcjonującego zgodnie z regulacjami wspólnotowymi operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamalskim nie było możliwości realizacji dostaw gazu znajdującego się na terytorium państw sąsiednich. Wchodziły w grę dwa inne sposoby dostarczenia gazu z portfolio firm zachodnich, jednakże w każdym wy-



Wraz z międzyrządowym porozumieniem dotyczącym dostaw gazu Michał Szubski, prezes PGNiG SA, oraz – ze strony Gazpromu – Aleksander Miedwiediew, zastępca prezesa zarządu, podpisali aneks do kontraktu jamalskiego.

padku byłby to gaz pochodzenia rosyjskiego (lub transportowany przez terytorium Rosji) i wskazywano, iż na realizację tych dostaw niezbędna byłaby zgoda Gazpromu. Jak pokazał rozwój wypadków, aż do końca negocjacji takiej zgody nie udało się uzyskać.

Pierwsza opcja obejmowała dostawy rosyjskiego gazu przeznaczonego na rynek zachodnioeuropejski z gazociągu jamalskiego. Ponieważ punktem dostawy gazu z tego gazociągu dla koncernów zachodnich jest położone na granicy polsko-niemieckiej Mallnow, potencjalni dostawcy w warunkach braku funkcjonowania operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamalskim, obawiając się oskarżenia o kradzież gazu, wskazywali na konieczność uzyskania zgody Gazpromu.

Drugim rozważanym sposobem były dostawy z terytorium Ukrainy. Również i ta opcja nie przyniosła zakładanych rezultatów. Państwowy ukraiński koncern Naftohaz powoływał się m.in. na prawny zakaz eksportu gazu z Ukrainy². Ofertę zgłosiły za to ukraińskie spółki, m.in. Elcom³, jednakże PGNiG uznało ofertę za mało wiarygodną. Największe nadzieje pokładano w opcji dostarczania przez terytorium ukraińskie gazu przeznaczonego dla węgierskiego portfolio E.ON, jednakże wymagałoby to pewnej elastyczności strony ukraińskiej. Zawarto nawet kilkakrotnie przedłużaną umowę warunkową na tego typu dostawy, jednakże warunkiem nie do przejścia okazało się zapewnienie dostępu do sieci ukraińskiej⁴. Nadzieje zwiększało dokonane w trakcie negocjacji polsko-rosyjskich zobowiązanie się Ukrainy do przyjęcia dorobku prawnego UE w zakresie energetyki i zasad Wspólnoty Energetycznej (zgodnie z podpisanymi 24 września 2010 r. w Skopie protokołami akcesyjnymi do Wspólnoty Energetycznej). Niestety, strona ukraińska odmówiła realizacji tej opcji, powołując się na ustalone już z Gazpromem protokoły tranzytowe.

PRZEBIEG ROZMÓW

Już pod koniec stycznia 2009 roku PGNiG rozpoczął rozmowy z Gazpromem, które miały na celu zakup większych ilości gazu. Gazprom jednakże odrzucał możliwość bezpośredniej sprzedaży⁵ PGNiG większych ilości gazu na zasadach komercyjnych, domagając się poczynienia dodatkowych ustaleń na poziomie międzyrządowym⁶. Działo się to w warunkach dokonujących się zmian na rynku europejskim i światowym, tj. spadku popytu na gaz w Europie Zachodniej i na świecie, ogólnej nadpodaży gazu oraz niskich cen gazu na rynkach, a przede wszystkim szybko spadających wolumenów eksportu Gazpromu. W związku ze stanowiskiem Gazpromu, w marcu 2009 roku rząd Polski wyraził gotowość rozpoczęcia negocjacji mających na celu zawarcie dodatkowego kontraktu handlowego na zwiększone dostawy gazu do Polski, ponad wynikające z obowiązujących umów. Strona rosyjska zażądała, by poza kwestią dostaw (terminy i wielkości) rozmowy dotyczyły również wysokości taryf za przesył gazu, uiszczanych przez Gazprom na rzecz EuRoPol GAZ oraz akcjonariatu i zasad zarządzania spółką EuRoPol GAZ.

Po analizach popytu i podaży PGNiG zaproponowało doddanie do istniejącego wolumenu kontraktu jamalskiego po

2,5 mld m³ GOST rocznie w latach 2010–2014 oraz po 1,5 mld m³ GOST rocznie w latach 2015–2022 lub – w drugim wariantcie – 2,5 mld m³ GOST rocznie. Ponadto, PGNiG zaproponowało przedłużenie kontraktu jamalskiego o kolejne 15–20 lat.

Strona rosyjska w zamian za umożliwienie PGNiG zakupu zwiększonych ilości gazu zażądała doprowadzenie do podziału akcji w EuRoPol GAZ w stosunku 50/50 dla PGNiG i Gazprom, co oznaczało konieczność wyjścia ze spółki trzeciego udziałowca, Gas-Trading mającego dotychczas 4% akcji. Rosjanie zażądali ponadto wprowadzenia do statutu spółki zapisów o jednomyślnym podejmowaniu uchwał przez zarząd oraz nakładających obowiązek wspólnej reprezentacji spółki przez członków zarządu⁷. Strona rosyjska zażądała również zaniechania przez EuRoPol GAZ egzekwowania spłaty zadłużenia Gazpromu za przesył gazu w latach 2006–2009 oraz zmiany sposobu naliczania taryfy przesyłowej dla gazociągu jamalskiego.

Analizując zaproponowane przez stronę rosyjską zmiany, strona polska badała zgodność obowiązujących i projektowanych umów z prawem europejskim, zwłaszcza z tzw. II i III pakietem liberalizacyjnym. W wyniku tych analiz strona polska postulowała wykreślenie z umowy z 1993 roku przepisów zakazujących reeksportu gazu rosyjskiego z Polski (jako niezgodne z generalną zasadą UE dotyczącą swobody przepływu towarów). Drugim, niezwykle istotnym i – jak się później okazało – budzącym największe kontrowersje był postulat przekazania funkcji operatora systemu przesyłowego do GAZ–SYSTEMU, przedsiębiorstwa niezwiązanego w żaden sposób z produkcją i obrotem gazem ziemnym. GAZ–SYSTEM już wcześniej pełnił techniczne funkcje operatorskie, jednakże na gazociągu jamalskim nie był wyznaczony operator systemu przesyłowego, co powodowało niekorzystne konsekwencje dla Polski w związku ze sposobem funkcjonowania gazociągu jamalskiego (m.in. postępowanie o naruszenie zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych). Operator systemu przesyłowego, zgodnie z prawem, ma obowiązek świadczyć usługi transportowe wszystkim zainteresowanym tym podmiotom na równych zasadach (tzw. zasada TPA). Co ważne, operator ten ma również obowiązek świadczenia określonego rodzaju usług, z usługą wirtualnego przesyłu wstecznego. Usługa ta pozwala na zerwanie do pewnego stopnia w handlu gazem z jego fizycznymi przepływami, zatem w sytuacji funkcjonowania operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamalskim handlowa dostawa gazu np. z Niemiec z fizycznym odbiorem rosyjskiego gazu z gazociągu jamalskiego byłaby możliwa. Poza pozytywnymi efektami dla konkurencji na rynku gazu, dzięki dostępowi do niego większej liczby podmiotów, pozwala to również na optymalizację rozbudowy, funkcjonowania i wykorzystania sieci przesyłowej. Operator systemu przesyłowego ma mieć również wiodącą rolę w zakresie rozbudowy sieci.

Rozmowy trwały ponad półtora roku. Jeszcze w 2009 roku, ze względu na przedłużające się negocjacje i zbliżający się sezon zimowy, przy zagrożeniu niebilansowania PGNiG, Gazpromexport podpisał z PGNiG krótkoterminowy, trzymiesięczny kontrakt na dostawy 1 mld m³. Z kontraktu tego PGNiG zdołało⁸ odebrać 667 mln m³. W 2010 roku głów-

nym tematem rozmów była kwestia przekazania operatorstwa do GAZ–SYSTEMU. W tym kontekście należy podkreślić niezwykle ważną rolę Komisji Europejskiej, która w 2010 roku brała udział w negocjacjach polski ze stroną rosyjską, pełniąc rolę doradczą. Zaangażowanie KE dotyczyło kwestii związanych ze zgodnością porozumienia gazowego z prawem UE. Chodzi zwłaszcza o wyznaczenie operatora systemu przesyłowego, określenie zasad funkcjonowania gazociągu jamalskiego oraz eliminację klauzuli reeksportowej. Zaangażowanie KE nie dotyczyło elementów komercyjnych, takich jak cena, wielkości i harmonogramy dostaw oraz warunki finansowe pełnienia przez OPG GAZ–SYSTEM funkcji operatora systemu przesyłowego.

OSTATECZNE USTALENIA

W wyniku negocjacji zwiększono dostawy gazu do Polski do 10,3 mld m³ rocznie (PN). Zmianie nie uległ czas obowiązywania kontraktu, a więc dostawy będą realizowane do 2022 roku. Czas obowiązywania kontraktu stwarza możliwość, jeżeli zajdzie taka potrzeba, szerszego wykorzystania gazu ze źródeł krajowych.

Usunięto klauzulę zakazującą reeksport rosyjskiego gazu z Polski. Oznacza to, iż w razie potrzeby możliwy będzie wywóz rosyjskiego gazu z Polski. Normalizuje to sytuację w zakresie handlu gazem, realizując jedną z fundamentalnych zasad UE, jaką jest wolny przepływ towarów w ramach UE.

Cena zakupu gazu nie była przedmiotem negocjacji międzyrządowych, jednakże na poziomie komercyjnym ustalono wprowadzenie rabatu na ilości gazu, które nie są objęte klauzulą *Take or Pay*.

Nie zmienił się również okres obowiązywania umowy w zakresie przesyłu rosyjskiego gazu przez Polskę. Kontrakt z Gazpromem na przesył obowiązuje do 2019 roku, jednakże strony odnotowały możliwość przedłużenia tego kontraktu do 2045 roku, jednak nastąpi to wyniku standardowej procedury udostępniania wolnych mocy przesyłowych na rynku.

Wprowadzono zmiany w zakresie sposobu ustalania taryfy przesyłowej EuRoPol GAZ (właściciela gazociągu), ustalając roczny zysk netto przedsiębiorstwa w wysokości 21 mln PLN, co czyni tranzyt gazociągiem jamalskim konkurencyjnym cenowo w stosunku do innych dróg przesyłowych.

Operatorem systemu przesyłowego został kontrolowany w 100% przez Skarb Państwa OPG GAZ–SYSTEM, który nie prowadzi działalności w zakresie obrotu gazem oraz otrzymał wszystkie prawa i obowiązki przewidziane w prawie UE.

W wyniku postanowień umowy zostanie zagwarantowany równy dostęp do infrastruktury dla wszystkich zainteresowanych tym uczestników rynku (tzw. zasada TPA, *Third Party Access*) – z poszanowaniem już podpisanych umów przesyłowych, a wolne przepustowości będą alokowane w niedyskryminacyjny sposób.

Ponadto, umożliwione zostanie świadczenie usług, które dotychczas nie były świadczone na Jamale: usługa wirtualnego przesyłu wstecznego (ang. *virtual reverse flow*), usługi przerywane⁹ (ang. *interruptable services*) i usługi krótkoterminowe.

Wspólna zewnętrzna polityka energetyczna i funkcjonowanie rynku wewnętrznego w kontekście doświadczeń negocjacji polsko-rosyjskiej umowy gazowej

Na wstępie należy wskazać, że co do zasady państwa członkowskie nie mogą zawierać z państwami trzecimi umów międzyrządowych niezgodnych z prawem UE, natomiast w stosunku do istniejących umów są zobowiązane do zastosowania wszelkich właściwych środków w celu wyeliminowania stwierdzonych niezgodności (szerzej art. 351 TFUE). Ponadto, wszystkie przedsiębiorstwa działające na rynku UE są zobowiązane do przestrzegania reguł konkurencji wskazanych m.in. w art. 101 i 102 TFUE oraz właściwych przepisów prawa pochodnego.

W kontekście powyższych zobowiązań i zasad funkcjonowania rynku wewnętrznego UE należy interpretować cele, działania i instrumenty wzmocnianego obecnie przez Wspólnotę zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE.

Przebieg i wyniki negocjacji polsko-rosyjskiej umowy gazowej stanowią przykład zaangażowania Komisji Europejskiej w kwestie do tej pory realizowane wyłącznie na poziomie międzyrządowym na skalę bez precedensu w dotychczasowych doświadczeniach Unii Europejskiej i poszczególnych państw członkowskich. Mieliśmy bowiem do czynienia z sytuacją, w której Komisja Europejska na prośbę państwa członkowskiego aktywnie uczestniczyła w negocjacjach bilateralnych z państwem trzecim w sprawach o kluczowym znaczeniu dla prawidłowego funkcjonowania gospodarki i rynku gazowego w jednym z państw członkowskich. Wsparcie dotyczyło wyłącznie kwestii zgodności umowy międzyrządowej z prawem UE w zakresie związanym z kwalifikacją gazociągu jamalskiego, klauzulą zakazującą reeksportu oraz z funkcjonowaniem operatora systemu przesyłowego na polskiej części gazociągu jamalskiego na podstawie tzw. drugiej opcji wydzielenia własnościowego (w głównej mierze w związku z art. 14 dyrektywy gazowej regulującej podział kompetencji i uprawnień pomiędzy właściciela sieci i operatora systemu). Zagwarantowanie prawidłowego zastosowania przepisów regulujących działalność niezależnego operatora systemu zgodnie z przepisami III pakietu liberalizacyjnego będzie miało z kolei kluczowe znaczenie dla rozwoju konkurencyjnego rynku gazowego w Polsce i w regionie.

Podejmowane podczas negocjacji działania wynikały zatem z przepisów prawa UE oraz prób rozszerzenia obowiązywania dorobku prawnego UE (poprzez instrumentarium Wspólnoty Energetycznej) na państwa trzecie istotne z punktu widzenia dostaw gazu do UE – w tym przypadku tranzyt gazu z węgierskiego portfolio E.ON przez Ukrainę.

Uzasadnione jest zatem stwierdzenie, że skuteczność tych i przyszłych działań w zakresie negocjowania dostaw surowców z państw trzecich jest ściśle uzależniona od tego, jak dużą determinację utrzyma UE w zakresie dalszego rozwoju rynku wewnętrznego (usuwanie barier prawnych i infrastrukturalnych osłabiających funkcjonalność rynku wewnętrznego oraz monitoring i kontrola implementacji obowiązujących przepisów) oraz jakie założenia i instrumenty zewnętrznego wymiaru polityki

energetycznej zostaną opracowane m.in. na podstawie powyższych doświadczeń.

Mając to wszystko na uwadze oraz w kontekście zaangażowania KE w negocjowanie przedmiotowej umowy międzyrządowej, warto przeanalizować pokrótce stan dyskusji nt. zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE, który będzie miał istotny wpływ na przyszłe bezpieczeństwo dostaw surowców do UE.

Na forum Rady Europejskiej i Rady UE ds. Energii wielokrotnie podnoszono kwestię relacji zewnętrznych w dziedzinie energii¹⁰. Podkreślano w nich m.in. potrzebę realizacji traktatowej zasady solidarności między państwami członkowskimi, zasadę „mówienia jednym głosem” w relacjach zewnętrznych, potrzebę zintegrowanego podejścia UE w celu zmaksymalizowania efektywności działania instrumentów i polityki UE oraz państw członkowskich w wymiarze zarówno wewnętrznym, jak i zewnętrznym.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń i ustaleń oraz na wniosek m.in. rządu RP Komisja Europejska została zobowiązana przez Radę¹¹ do przygotowania pogłębionej analizy zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE¹².

Równoległe do prac nad powyższą analizą toczy się już na forum UE dyskusja o strategicznych priorytetach polityki energetycznej UE do 2020 r. i później. Kierunkowa dyskusja polityczna w tym zakresie oparta jest na dwóch komunikatach KE: 1. *Energia 2020: Strategia na rzecz konkurencyjnej, zrównoważonej i bezpiecznej energii (COM (2010) 639 final z 10 listopada 2010 r.)* oraz 2. *Priorytety infrastrukturalne w sektorze energii do 2020 r. i dalej (COM (2010) 677/4 z 17 listopada 2010 r.)*.

W głównej mierze po dyskusji dotyczącej powyższych komunikatów, 4 lutego 2011 r. podczas szczytu Rady Europejskiej szefowie państw i rządów UE-27 uzgodniły konkluzje, w ramach których przyjęta zostanie strategia energetyczna dla Europy na lata 2011–2020.

W interesującym nas zakresie zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej można wskazać na dwa główne kierunki działań, które krystalizują się w miarę toczącej się debaty i które będą miały wpływ na dobór celów i instrumentów ich realizacji w następnych latach:

1. Działania skierowane wobec **państw sąsiedzkich**, istotnych z punktu widzenia dostaw surowców energetycznych i energii do UE. W odniesieniu do tych państw działania będą skoncentrowane wokół wzmocnienia i rozszerzenia zakresu obowiązywania instrumentów prawnych, które będą stanowiły realne wsparcie dla działań podejmowanych przez UE na poziomie deklaracji politycznych. Narzędziem egzekwowania zobowiązań podjętych przez państwa trzecie będą m.in. wiążące umowy (przykładem jest Traktat o Wspólnocie Energetycznej i Traktat Karty Energetycznej), które zminimalizują ryzyko polityczne w obszarze współpracy energetycznej. Na tej podstawie wzmocnione zostanie zaangażowanie zainteresowanych państw w rozwój rynku wewnętrznego oraz zostaną zagwarantowane równe warunki współpracy.
2. Działania skierowane wobec **kluczowych partnerów strategicznych UE** (w tym m.in. Rosji) skupiające się na zwiększaniu zbieżności w zakresie regulacji, wdrażaniu in-

nowacji technologicznych oraz ram „uprzywilejowanego partnerstwa”.

Wskazane w punkcie 1. cele i narzędzia będą realizowane na podstawie znanych już zasad współpracy energetycznej z państwami trzecimi. W wyniku prac, które podjęte zostaną m.in. podczas polskiej prezydencji w ramach realizowanego priorytetu centralnego „Wzmocnienie zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE”, nastąpi przegląd dotychczasowych instrumentów i ukierunkowane zostaną prace nad zwiększeniem ich efektywności.

W odniesieniu do punktu 2. wciąż niedookreślona jest definicja „ram uprzywilejowanego partnerstwa”. Toczące się negocjacje nowego porozumienia o partnerstwie i współpracy pomiędzy UE i Rosją, wystąpienie Rosji z procesu ratyfikacji Traktatu Karty Energetycznej oraz proponowany przez stronę rosyjską projekt konwencji na rzecz zagwarantowania międzynarodowego bezpieczeństwa energetycznego powodują, że ramy współpracy UE–Rosja wciąż są niepewne i stanowią przedmiot negocjacji.

Wracając zatem do doświadczeń Polski i UE w zakresie negocjowanej polsko-rosyjskiej umowy gazowej oraz mając na uwadze rolę prawa UE w tym zakresie, w przyszłości wobec partnerów strategicznych oczekiwać należy tworzenia podstaw do współpracy z poszanowaniem dorobku prawnego UE. Dlatego nie może być zgody na tworzenie form ewentualnego „uprzywilejowanego partnerstwa” z wybranymi państwami trzecimi, polegających na zastosowaniu wobec wybranych podmiotów z państw trzecich chcących działać na rynku wewnętrznym UE, wyłączeń od obowiązujących w UE uregulowań prawnych w zakresie funkcjonowania rynku wewnętrznego, w tym zwłaszcza w odniesieniu do przepisów III pakietu liberalizacyjnego.

Reżim prawny wprowadzany w UE na podstawie przepisów III pakietu liberalizacyjnego umożliwi bowiem m.in. tworzenie równych warunków współpracy (art. 47 dyrektywy gazowej), organizuje dostęp stron trzecich do systemu (rozdział VII dyrektywy gazowej, w tym zasady i kryteria udzielania wyłączeń od stosowania m.in. przepisów art. 9 – tzw. I opcja rozdziału własnościowego) oraz reguluje zasady certyfikacji właścicieli systemu przesyłowego i operatorów systemu przesyłowego kontrolowanych przez podmioty z państw trzecich (art. 11 dyrektywy gazowej). Przepisy te wprowadzają zatem rozwiązania chroniące podmioty działające na liberalizowanym rynku wewnętrznym przed zintegrowanymi pionowo podmiotami z państw trzecich, które mogłyby wykorzystywać swoją wzmocnioną pozycję na niekorzyść podmiotów unijnych.

W tym kontekście należy czytać wezwanie z 2 grudnia 2010 r. z Doha, gdzie odbyło się 11. Ministerialne Posiedzenie Forum Państw Eksporterów Gazu, podczas którego ministrowie krytycznie ocenili plan Unii Europejskiej wprowadzenia nowych przepisów regulujących funkcjonowanie rynku gazu, wskazując, że decyzja UE nie odzwierciedla potrzeby podjęcia niezbędnych działań na rzecz zapewnienia długofalowej równowagi interesów konsumentów i dostawców gazu. Wezwali także UE do przeprowadzenia dodatkowych konsultacji w tej sprawie z państwami produkującymi gaz.

ukończenie na str. 58

Asystencja unijna ułatwiła kontrakt

Janusz Steinhoff

Podpisanie umowy z Federacją Rosyjską na dostawy gazu ziemnego należy przyjąć z zadowoleniem. Polska będzie zwiększała zużycie gazu, między innymi w konsekwencji przyjęcia pakietu energetyczno-klimatycznego. Polska gospodarka – mam nadzieję – będzie rozwijała się w dobrym tempie, a więc zużycie energii będzie rosło, bowiem dzisiaj jest ono – *per capita* – relatywnie niskie na tle innych krajów.

Podpisanie umowy międzyrządowej jest konsekwencją umowy z 1993 roku oraz protokołu z 1995 roku. Uważam jednak, że nadszedł już czas, by to przedsiębiorstwa podpisywały umowy na dostawy gazu. Wciąż nie mamy mocnej pozycji negocjacyjnej, bowiem – jak do tej pory – nie stworzyliśmy alternatywnych technicznych możliwości zakupu i przesyłu gazu z innych kierunków. Obecnie wzmacniamy tę pozycję, budując nowe połączenia transgranicz-

ne oraz realizując budowę gazoportu w Świnoujściu.

Naszą pozycję w negocjacjach znacząco wzmocniła obecność przedstawicieli Komisji Europejskiej. Pozwoliło to odejść od obowiązujących do tej pory zapisów zakazujących reeksportu gazu. To istotny krok w liberalizacji obrotu. Asystencja przedstawicieli KE ułatwiła również przyjęcie w umowie nowych zasad funkcjonowania polskiego odcinka gazociągu jamalskiego zgodnie z postanowieniami Trzeciego Pakietu Energetycznego i innych regulacji dotyczących zasady TPA oraz rozdziału funkcji operatorskich i właścicielskich. Mam nadzieję, że również w przyszłości KE będzie konsekwentnie działała na rzecz liberalizacji europejskiego rynku gazu, czego efektem będzie spadek cen. ■

Autor jest byłym wicepremierem i ministrem gospodarki.

Przestał istnieć problem RosUkrEnergo

Michał Honczar

Oficjalne potwierdzenie przez wszystkie strony zadowolenia z podpisania polsko-rosyjskich porozumień gazowych sygnalizuje uzyskanie akceptowalnego dla stron kompromisu.

Otwarte pozostaje pytanie, na ile ten kompromis faktycznie wszystkich zadowala. Każda z zaangażowanych stron poszła bowiem na ustępstwa w celu – przynajmniej formalnego – uregulowania sytuacji. Inną kwestią jest możliwość przyszłego dążenia tych stron do poszerzenia korzyści z dzisiejszych ustaleń. Ważne, że do negocjacji włączono Komisję Europejską. Uważam, że w innym przypadku rezultaty rozmów mogłyby być odmienne. Strona rosyjska jest silna w bilateralnych relacjach z partnerami z Unii Europejskiej, a dużo mniej pewna siebie w negocjacjach wielostronnych.

Istotne jest, że dzięki podpisaniu porozumień dla Polski przestał istnieć „problem RosUkrEnergo”, wynikiem którego był deficyt w bilansie gazowym kraju. Strona polska wynegocjowała także zniesienie dyskryminującego zakazu reeksportu. Dodam, że w przypadku zachodnioeuropejskich importerów Gazprom zgodził się na zniesienie analogicznych klauzul w latach 2003–2005. Nie mniej ważna jest podjęta na podstawie polsko-rosyjskich uzgodnień decyzja URE o przyznaniu statusu operatora polskiego odcinka Gazociągu Jamał–Europa Zachodnia spółce GAZ–SYSTEM. Niestety, jednocześnie Polska została zmuszona do zwiększenia odbioru gazu

ziemnego z Rosji. Niezmieniona pozostała także formuła cenowa z mechanizmem indeksowania do produktów ropopochodnych. Zarazem oferowane przez Gazprom zniżki są – moim zdaniem – nie tak jednoznaczne, jak mogłyby się wydawać. Można mieć jednak nadzieję, że po ukończeniu przez GAZ–SYSTEM realizacji projektu polskiego terminalu LNG lub wraz z rozpoczęciem wydobycia w Polsce gazu łupkowego możliwa stanie się korekta wskazanych zapisów. Jako perspektywiczne należy ocenić także przyszłe realizowanie zasady TPA na polskim odcinku gazociągu tranzytowego.

Precedens włączenia Komisji Europejskiej w rozwiązywanie problemu unbundlingu w relacjach z monopolistycznym dostawcą wykorzystującym szeroki wachlarz instrumentów oddziaływania może być przydatny dla Litwy, która rozpoczęła implementację tzw. Trzeciego Pakietu Liberalizacyjnego UE. Jest bardzo prawdopodobne, że wkrótce Litwa będzie miała do czynienia nie tylko z bezpośrednim naciskiem politycznym, lecz także z procesami arbitrażowymi, próbami destabilizacji politycznej czy działaniami korupcyjnymi. ■

Autor jest dyrektorem programów energetycznych Centrum NOMOS, Ukraina.

Długo oczekiwany konsensus

Maria Bielowa

29 października w Warszawie podpisano wiele rosyjsko-polskich dokumentów rządowych i korporacyjnych: aneksy do umowy międzyrządowej o dostawach i tranzycie rosyjskiego gazu z 25 sierpnia 1993 r. oraz do aneksu do tej umowy z 12 lutego 2003 r., a także aneks do długoterminowego kontraktu na dostawy gazu z Rosji z 1996 r. Aneks do kontraktu przewiduje możliwość zwiększenia eksportu rosyjskiego gazu do Polski do 11 mld m³ na rok.

Doniosłość opisywanego wydarzenia trudno przecenić. Podpisanie dokumentów zakończyło pięcioletni okres napięcia w gazowych relacjach obu krajów. Ponadto, po kryzysie gospodarczym Polska stała się pierwszym europejskim krajem, który zapisami kontraktowymi zwiększył wielkość dostaw gazu z Rosji. Część zapisanych w dokumentach uzgodnień dotyczy bowiem zastosowania nowego ustawodawstwa UE, w tym Trzeciego Pakietu Liberalizacyjnego, proces implementacji którego zakończy się w marcu 2011 r. Tym samym rosyjsko-polskie ustalenia mogą stać się prawnym wzorcem dla kształtowania relacji Rosji z innymi krajami UE.

Polska była pierwszym krajem, do którego w latach 40. ubiegłego wieku Związek Radziecki rozpoczął eksport gazu ziemnego. W 2009 r. Polska zajmowała szóste miejsce wśród krajów europejskich importujących gaz z Rosji. Udział eksportu do Polski wynosił 6 proc. całkowitego eksportu Grupy Gazprom do krajów innych niż WNP. Zarazem rosyjski gaz ziemny stanowił 65 proc. polskiego bilansu tego surowca. Przypomnijmy, że po rosyjsko-ukraińskim konflikcie tranzytowym w 2009 r. z rosyjsko-ukraińskiej współpracy gazowej wykluczono pośrednika – RosUkrEnergo. Pośrednik, który dostarczał do Polski prawie 2,5 mld m³ gazu na rok, utracił możliwość dostaw eksportowych. Aby rozwiązać problem zaopatrzenia, Polska zawarła krótkoterminową umowę z Rosją, która obowiązywa-

ła do 20 października br. Oczywiście, można było naciskać na podpisanie kolejnego krótkoterminowego kontraktu, tym bardziej że w 2015 r. powinien zostać oddany do eksploatacji terminal importowy LNG w Świnoujściu, który pozwoli Polsce na dywersyfikację źródeł dostaw gazu. Jednak osiągnięte obecnie porozumienie potwierdza – moim zdaniem – przywiązanie partnera do długoterminowych kontraktów, niezależnie od dominującego w ostatnim czasie w Europie trendu dostaw spotowych. Jak powiedział A. Miedwiediew, prezes spółki Gazprom Export, w rosyjsko-polskim kontrakcie zostanie zastosowany elastyczny system zniżek na objętości (gazu ziemnego – tłum.) ponad przewidziane kontraktem minimum. Zniżki w cenie gazu wyniosą 3 proc. dla objętości powyżej 75 proc. kontraktu i 10 proc. na 25 proc. objętości przy odbiorze na poziomie 100 proc. Zmianę tę niekoniecznie należy rozpatrywać jako wymuszone ustępstwo Rosji. Jest to raczej pierwszy krok w reformowaniu warunków długoterminowych kontraktów, uzasadniony rozwojem rynków gazu ziemnego (zwłaszcza europejskiego rynku tego surowca). Nie jest również rosyjską przegraną brak zapisów dotyczących przedłużenia umów. Przypomnijmy, że na początku roku uzgodniono przedłużenie kontraktu na dostawy do 2037 roku, a kontraktu na transport – do 2045 roku. W warunkach odbudowy europejskiej gospodarki po kryzysie (a w pesymistycznym scenariuszu – w warunkach drugiej fali

kryzysu) prognozowanie popytu na gaz w latach 2025–2030 jest jednak problematyczne. Nie można także nie uwzględniać czynnika dywersyfikacji dostaw (a konkretnie powodzenia dywersyfikacji). Elementem nieokreśloności jest również kształtowanie ustawodawstwa energetycznego. Dlatego obecne porozumienia mogą zostać przedłużone bliżej końcowej daty ich ważności, przy czym już bez ingerencji rządów, na poziomie korporacyjnym.

Ważnym elementem rosyjsko-polskich porozumień jest uregulowanie prawnych kwestii zarządzania będącym wspólną własnością rurociągiem na terenie UE. Zgodnie z Trzecim Pakietem Liberalizacyjnym, Gazprom jako spółka aktywna na poziomie upstreamu nie ma prawa być operatorem systemu gazociągowego. Od 1 stycznia 2011 r. operatorem (polskiego odcinka – tłum.) gazociągu Jamał–Europa – w 50 proc. należącego do Gazpromu – stanie się polski GAZ–SYSTEM. Spółka ta będzie jednak tylko technicznym operatorem tranzytu, podczas gdy stawkę tranzytu określi polsko-rosyjski EuRoPol Gaz z uwzględnieniem planowanego przychodu tej firmy w wysokości 7 mln USD. Polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa będzie dotyczyła jeszcze jedna zasada nowego ustawodawstwa energetycznego UE – obowiązkowy dostęp stron trzecich. Z oficjalnych komentarzy przedstawicieli spółek wynika jednak, że wprowadzony zostanie mechanizm teoretycznego wykorzystania wolnych mocy polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa. Analogiczny mechanizm może być w przyszłości zastosowany dla innych europejskich gazociągów. Pozwoli to na uregulowanie zasad dostępu do mocy dostawców z długoterminowymi kontraktami i rosnącej liczby traderów z kontraktami spotowymi. ■

Aurorka jest wicedyrektorem Departamentu Energetyki Instytutu Energetyki i Finansów w Moskwie.

Szum medialny nie sprzyjał negocjacjom

Andrzej Lipko

Dokonanie oceny porozumień dotyczących dostaw gazu ziemnego pomiędzy stroną polską i rosyjską z października br. jest niezmiernie trudne z kilku względów.

o pierwsze, bardzo szerokiego obszaru negocjacji. Końcowe ustalenia dotyczyły zagadnień czysto handlowych pomiędzy PGNiG SA a Gazpromem, zarządzania oraz nadzoru właścicielskiego w spółce EuRoPol GAZ, rozdzielania funkcji właścicielskich oraz operatorstwa w gazociągu jamalskim, budowy przez terytorium Polski systemu gazociągów przesyłowych, składającego się z dwóch nitek, wysokości opłat tranzytowych za przesył gazu itd.

Po drugie, naszej bardzo niekorzystnej pozycji negocjacyjnej. Wieloletnie zaniebdania w zakresie inwestycji pozwalających na dywersyfikację źródeł i dróg zaopatrzenia w gaz ziemny uzależniły Polskę od warunków handlowych dyktowanych przez Gazprom.

I, po trzecie, kwestii politycznych relacji na naszym, polskim podwórku. Nie od dziś wiadomo, że kwestie dostaw surowców energetycznych są elementem polityki reali-

zowanej przez rząd Rosji. Ale kwestia zaopatrzenia Polski w gaz ziemny również zdominowała polską scenę polityczną. Szum informacyjny i medialny, towarzyszący prowadzonym negocjacjom, na pewno nie sprzyjał naszej pozycji negocjacyjnej. Mogę wysunąć tezę, że gdyby należało poprzedzić rozmowy z Gazpromem określeniem polskiego stanowiska negocjacyjnego, to wzajemne polsko-polskie rozmowy i negocjacje w tym zakresie do niczego konstruktywnego by nie doprowadziły.

Efektom tych polsko-polskich rozbieżności było również włączenie się w negocjacje z Gazpromem – niejako strony trzeciej – Komisji Europejskiej. To włączenie uważam za bardzo korzystne, gdyż każdy krok w kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego i na rzecz dostępu stron trzecich do gazociągów jest bardzo korzystny dla odbiorców. Niestety, żądania KE dotyczące uwzględnienia dyrektyw tzw. Trzeciego Pakietu Energetycznego nie znalazły odzwierciedlenia w przyjętych dokumentach przez polską i rosyjską stronę. Zarówno rząd Rosji, jak i Gazprom, konsekwentnie negując europejskie regulacje wynikające z Trzeciego Pa-

kietu Energetycznego, przeforsowały korzystne dla siebie zapisy.

Odnosząc się do zapisów w aneksie do dotychczasowego kontraktu handlowego pomiędzy PGNiG SA a Gazprom Export, uważam, że pozostawienie dotychczasowego terminu kontraktu do 2022 roku w miejsce wcześniej uzgodnionego wydłużenia do 2037 r. jest korzystne dla PGNiG. Europejski i światowy rynek gazu ziemnego ulega obecnie, i będzie ulegał w najbliższych latach, dynamicznym zmianom. Rozwój rynku gazu skroplonego LNG oraz wzrost wydobycia gazu łupkowego w USA i Kanadzie muszą wywołać zmniejszenie znaczenia i udziału kontraktów długoterminowych na dostawę gazu do krajów europejskich siecią gazociągów z Rosji.

Ponadto, sam polski rynek gazu ziemnego będzie podlegał znacznym przeobrażeniom. W roku 2014 będzie uruchomiony gazoport w Świnoujściu. W ramach wspólnej polityki energetycznej UE powstaną zapewne nowe i rozbudowane będą dotychczasowe połączenia trans-graniczne z systemami gazowymi naszych sąsiadów. Mam nadzieję, że również optymistyczne prognozy dotyczące posiadania i wydobycia gazu łupkowego w Polsce chociaż w części znajdą potwierdzenie. To wszystko musi doprowadzić do tego, że nasza pozycja negocjacyjna wobec Rosji, w perspektywie 2022 roku, ulegnie istotnemu wzmocnieniu w relacji do obecnej pozycji. ■

Autor jest byłym prezesem PGNiG SA.

Nowe rozdanie

Jeremi Zarzycki

Podpisany 29 października „Pakiet” protokołów i umów dla obu stron porozumienia biznesowego pośrednio tworzy podstawę do rozwijania współpracy polskich i rosyjskich przedsiębiorstw branży gazowniczej w zakresie usług poszukiwawczych gazu, serwisu technicznego, budowy infrastruktury i projektowania. Polskie firmy z logo PGNiG SA (i Grupy Kapitałowej PGNiG SA) mogą z powodzeniem uczestniczyć w realizacji wieloletnich planów inwestycyjnych Gazpromu.

Podobny ton oceny podpisanych umów znalazł się w rosyjskiej prasie, radiu i telewizji. Komentatorzy gospodarczy podkreślają, że negocjacje pomiędzy Polską a Rosją były nie-

zwykle skomplikowane z uwagi na fakt, iż dochodził element tzw. zgodności poszczególnych zapisów „Pakietu” z prawem unijnym. Rosyjscy komentatorzy podkreślali, że negocjacje polsko-rosyjskie były po raz pierwszy prowadzone w tzw. ramach unijnej polityki energetycznej, co w innych negocjacjach Rosji z państwami UE stanie się zapewne normą. Zauważono również fakt tzw. przymiarki negocjacyjnej przed główną turą negocjacji Rosji z KE w zakresie pakietu energetycznego. Często podkreślano również, że osiągnięte porozumienie między Polską i Rosją tworzy klimat dla rozmów w innych dziedzinach gospodarki, bo jeśli tu – przy tak wysokim

stopniu skomplikowania i różnicy interesów – potrafiliśmy się porozumieć, to dlaczego nie próbować tego w innych dziedzinach. Polska jest coraz częściej odbierana przez Rosję jako kraj, którego znaczenie polityczne i gospodarcze w UE stale rośnie. Zachodni sąsiad – Polska – może już sporo zaoferować, poczynając od rozwiązań systemowych w gospodarce, poprzez nowe technologie, do świadczenia wysokiej jakości usług technicznych. Nie bez znaczenia jest również nasza prezydencja w UE za kilka miesięcy. Rosję czeka w tym czasie wiele tur negocjacyjnych, których zadaniem jest zbliżenie z UE. Mam nadzieję, że podpisany „Pakiet” umów w zakresie obszaru gazowego wyzwoli kolejne inicjatywy i obszary gospodarki, w których Polska i Rosja będą współpracować z obopólną korzyścią. ■

Autor jest dyrektorem Przedstawicielstwa PGNiG SA w Moskwie.

Nasz cel to jednolity rynek energii

Rozmowa z **Philipem Lowe**,
dyrektorem generalnym ds. energii
w Komisji Europejskiej



Wydaje się, że gdy KE jesienią zaangażowała się w negocjacje polsko-rosyjskiej umowy gazowej, mieliśmy do czynienia z bezprecedensową sytuacją. Czy to konkretny przykład na europeizację polityki energetycznej?

Kraje członkowskie i KE są zobligowane prawem europejskim, a prawo europejskie obowiązujące wewnątrz UE, musi być przestrzegane, zwłaszcza jeśli chodzi o zasady rynku wewnętrznego. Kiedy kraje UE zawierają porozumienia międzyrządowe z krajami trzecimi, muszą być świadome, że nie może być niezgodności między tym, co zawiera porozumienie, a tym, co przewiduje prawo europejskie. To ważne, by także nasi partnerzy w innych krajach, którzy zawierają porozumienia z krajami członkowskimi, byli świadomi tych zasad. KE nie negocjowała między Rosją a Polską, ale pomagała obu stronom w ostatecznym zawarciu porozumienia, tak aby było ono zgodne z zasadami rynku wewnętrznego i trzeciego pakietu energetycznego. To prawdopodobnie jeden z pierwszych przypadków, że KE była obecna przy negocjacjach, ale – podkreślam – na życzenie obu stron.

Oprócz Polski problemy w negocjacjach z Rosją mają także inne kraje, np. Łotysze płacą za gaz o 30 proc. więcej niż Niemcy. Komisarz Oettinger mówił niedawno w Rydze, że UE powinna negocjować kontrakty *en bloc* z Rosją. Czy to realne? Czy chodzi o jedną cenę europejską dla wszystkich?

Nasz cel to mieć jeden, otwarty i połączony rynek gazu i elektryczności w Europie. Jeśli on powstanie, nie powinno być dużych różnic w cenach za gaz w poszczególnych kra-

jach. Jeśli różnice istnieją, oznacza to, że rynek jest wciąż dość zamknięty i niewystarczająco połączony. Dlatego tak bardzo naciskamy, by poprzez legislację umożliwić wejście na rynek nowym graczom i budować nowe interkonektory, tak aby nikt nie mógł negocjować wysokiej lub niskiej ceny. Ceny byłyby w UE po prostu rynkowe: czy gaz dostarczany byłby tunelem energetycznym do Hiszpanii czy gazociągiem do Litwy, to dzięki konkurencji na rynku ceny powinny być takie same. To nie jest atak na długoterminowe kontrakty, ale ceny w długoterminowych kontraktach powinny odzwierciedlać zapotrzebowanie rynku na dostawy.

Czy na prawach rynku będzie można odsprzedawać innym klientom w UE także gaz płynący Gazociągiem Północnym z Rosji do Niemiec? W Polsce są obawy, że istnieją klauzule, które na to nie pozwalają. Czy KE zamierza stworzyć europejskie ramy prawne w celu zagwarantowania przejrzystości i jasności prawnej?

Już teraz mamy europejskie ramy prawne, z którymi tzw. klauzule przeznaczenia są niezgodne. Natomiast klauzule o reeksportie są niezgodne z unijnym prawem konkurencji. Dlatego uważamy, że nie mogą istnieć żadne zakazy dotyczące reeksportu. Wydaje mi się, że firmy zaangażowane w eksport gazu do UE dobrze wiedzą, iż muszą usunąć klauzule zakazujące reeksportu z kontraktów handlowych. Jeśli tego nie uczynią, może to być podstawą do otwarcia procedury łamania prawa europejskiego, przynajmniej w dziedzinie konkurencji. Wszystko co robimy, co dotyczy rynku wewnętrznego i trzeciego pakietu energetycznego, ma umożliwić niezależne zarządzanie oraz inwestowanie w sieci, tak aby nowi gracze mogli wchodzić na rynek. Mamy też klau-

zule „wykorzystaj bądź strać” (*use it or lose it*), tak aby moce przesyłowe nie mogły być zarezerwowane w gazociągu tylko dla poszczególnych celów czy dostawców. Chodzi o to, by importerów czy eksporterów, którzy chcą zdominować rynek, pozbawić możliwości manipulacji przy mocach przesyłowych. Jeśli te klauzule nie zostaną usunięte, to mogą być podważone na podstawie złej implementacji trzeciego pakietu energetycznego lub na podstawie istniejącego już prawa konkurencji.

Czy Komisję Europejską niepokoi coraz silniejsza pozycja rosyjskiego giganta gazowego – Gazpromu – na rynku UE?

Rynek UE jest duży. Na wielu narodowych rynkach obecność Gazpromu przynosi nową konkurencję i to może być tylko dobrze widziane. Ale są inne rynki, na których Gazprom ma 100 proc. udziału i to może być problematyczne. Dlatego celem KE i UE jako całości jest stworzenie interkonektorów, aby umożliwić wejście na rynek nowych graczy oraz w celu wdrożenia trzeciego pakietu energetycznego, tak by operatorzy sieci mogli zapewnić prawdziwe połączenie rynku oparte na zasadach przydzielania mocy. Rosyjscy, algierscy czy norwescy dostawcy powinni być zadowoleni z tworzenia europejskiego jednolitego rynku energii. Powstaje bowiem duży rynek, w którym bez żadnych problemów mogą sprzedawać gaz od Tallina po Lizbonę. A obecność takich firm jak Gazprom dopóty jest mile widziana, dopóki szanują one zasady wewnętrznego rynku UE i konkurencji.

A co z Nabucco? Z jednej strony, podważa go South Stream, w który zaangażowały się zachodnioeuropejskie koncerny, jak ENI, OMV czy EDF, a z drugiej – Rosja podpisała umowę na podwojenie zakupów gazu z Azerbejdżanu w przyszłym roku, co rodzi pytanie: czy gazu wystarczy dla wszystkich?

Gazu w Azerbejdżanie jest na tyle dużo, by starczyło dla obu projektów. Sens Nabucco jest jasny. Chcemy otwartego i konkurencyjnego rynku w Europie. LNG dostarcza gaz szczególnie do południowej oraz północno-zachodniej Europy. Byłoby sensowne, by dostarczyć gaz z rejonu Kaukazu przez inny gazociąg do południowo-wschodniej Europy, a także do węzła Baumgarten w Austrii. To wielki długoterminowy projekt, który ma sens w kontekście dywersyfikacji dostaw. Ale jednocześnie w żaden sposób nie umniejsza wagi połączeń dostarczających rosyjski gaz, które będą rozwijane, jak np. Gazociąg Północny czy drogi przez Białoruś i Ukrainę. Nie możemy też wykluczyć potrzeby dalszego rozwoju dostaw gazu z Afryki Północnej do UE. Potrzebujemy ich wszystkich. Wspieramy południowy korytarz w każdych okolicznościach – to jeden z naszych priorytetów.

KE szacuje, że przez kolejne 10 lat niezbędne są inwestycje w infrastrukturę energetyczną w UE o wartości biliona euro. W obecnym budżecie UE na lata 2007–2013 nie ma funduszy na projekty energetycz-

ne; KE przeznacza tylko niewielkie środki na studia wykonalności niektórych inwestycji. Wyjątkiem był ubiegłoroczny pakiet pobudzania europejskiej gospodarki, w ramach którego KE przyznała na Nabucco oraz inne projekty w infrastrukturze energetycznej 2,3 mld euro. Czy w nowej, wieloletniej perspektywie finansowej po 2013 roku znajdą się większe środki na infrastrukturę energetyczną, skoro słyszymy, że jest to priorytet dla szefa KE, Jose Barroso?

Środki dotychczas przyznane na Nabucco i gazociąg ITGI Pojejdon między Włochami a Grecją to odpowiednio 200 mln i 100 mln euro. Ale to bardzo małe kwoty w porównaniu z kapitałem, jaki jest zaangażowany. Naszym głównym zadaniem jest usunięcie niepewności politycznych i ryzyka prawnego wokół tych projektów. Próbuje to wyjaśnić w pakiecie infrastrukturalnym. Ale w 2011 roku z pewnością pojawiają się też propozycje ułatwienia finansowania projektów energetycznych. Potrzebujemy specjalnego instrumentu finansowego, by wspierać rozwój infrastruktury – dla energii, ale być może także transportu. To powinien być instrument na tyle elastyczny, by odpowiedzieć na potrzeby różnych typów projektów, np. w formie gwarancji lub czasowego nabycia udziałów, kiedy projekt jest w fazie realizacji. To może być też po prostu finansowanie

Od redakcji

17 listopada, już po przeprowadzeniu wywiadu, KE ogłosiła, że 200 mld euro będą kosztować sieci przesyłowe energii elektrycznej i gazu, które zapewnią zintegrowanie rynku energii w UE. Połowę miałyby zapewnić sektor prywatny, a połowę środki publiczne. Z budżetu UE po roku 2013 Günther Oettinger, komisarz ds. energii, chce przeznaczyć co najmniej 800 mln euro rocznie na inwestycje w nierentowne, ale ważne dla całej UE połączenia, które sprawią, że UE będzie rzeczywistym wspólnym rynkiem energetycznym.

Szczegóły KE zaproponuje wiosną przyszłego roku. Już teraz natomiast ustaliła trzy priorytety w sektorze gazowym: korytarz południowy, którym gaz ma płynąć z regionu Morza Kaspijskiego; integracja i połączenie krajów bałtyckich z sieciami przesyłowymi w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej oraz korytarz Północ-Południe w Europie Zachodniej.

W sektorze energetyki KE proponuje budowę i modernizację 45 tys. km linii przesyłowych. Prąd miałyby nimi płynąć np. z przyszłych wielkich elektrowni wiatrowych na Morzu Północnym do krajów Europy Północnej i Środkowej. Trzy kolejne „korytarze” to międzynarodowe połączenia w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, dzięki którym powstanie regionalna sieć przesyłowa; pełne połączenie izolowanego regionu Bałtyku z resztą Europy (chodzi zwłaszcza o Litwę, Łotwę i Estonię) i interkonektory w krajach Europy Zachodniej i Południowej, z myślą o przesyłaniu produkowanej tam energii wiatrowej, słonecznej i wodnej do reszty kontynentu.

W ramach tych korytarzy do 2012 roku mają być wyznaczone konkretne projekty rangi europejskiej. Będzie im przysługiwało unijne wsparcie i trafią one na szybką ścieżkę realizacji.

studiów wykonalności. Chcemy instrumentu, który będzie zdolny spełniać różne potrzeby, ale najprawdopodobniej nie będzie on wywierał ogromnej presji na budżet UE, choć z pewnością będzie większy niż to, co teraz wydajemy w ramach instrumentu na sieci transeuropejskie. Nie możemy spekulować o liczbach, bo propozycja budżetu pojawi się dopiero w przyszłym roku. Ale biorąc pod uwagę fakt, że wyzwania związane z infrastrukturą energetyczną są ogromne, z pewnością będziemy postulować o większe środki.

Państwa grupy Wyszehradzkiej chcą wsparcia z budżetu UE na infrastrukturę energetyczną, a zwłaszcza interkonektory, w tym północno-południową oś z LNG Świnoujście do LNG Adria w Chorwacji. Proponują, by nowy instrument finansowy na projekty energetyczne finansować w powiązaniu z polityką spójności. Co Komisja Europejska sądzi o tym pomysśle?

Najpierw musimy ustalić wysokość środków potrzebnych na sfinansowanie projektów, które mają wyraźny wymiar europejski, czyli będą w interesie wszystkich członków UE. Te projekty obejmują też kraje spójności i wspomniany projekt jest jednym z priorytetowych korytarzy UE. To jest dla nas absolutnie jasne. Jeśli będziemy mieć połączenie między Litwą a Polską i innymi krajami bałtyckimi i z Polski do Czech, Węgier oraz Bułgarii i Grecji, wtedy będziemy mieć gwarancję, że te kraje nie są całkowicie uzależnione tylko od jednego połączenia.

Z funduszy strukturalnych i spójności mogłyby być też finansowane projekty, które niekoniecznie są związane z wielkimi europejskimi projektami priorytetowymi, ale są w interesie gospodarczego rozwoju zainteresowanego kraju. Założmy, że Polsce potrzebny jest jakiś kluczowy fragment sieci przesyłu energii elektrycznej, który nie jest postrzegany jako absolutny priorytet w szerszym kontekście integracji europejskiej, ale ma sens ze względu na polski rozwój gospo-

darczy. Jeśli więc rząd zechce, by był finansowany z funduszy strukturalnych, to czemu nie. Z drugiej jednak strony, infrastruktura energetyczna, tak jak telekomunikacyjna, jest dochodowa. Finansując ją, trzeba więc myśleć o ogromnych dochodach z opłat od użytkowników. Każdy rząd, który chce wydać środki publiczne na energię, musi sam oszacować, czy to na pewno najlepszy sposób na wydawanie subwencji. Być może, lepsze jest mniejsze dofinansowanie, natomiast wyższy kapitał prywatny i pożyczki.

Polska podjęła decyzję polityczną, by budować elektrownię atomową i szuka wykonawców. UE nigdy tej energii wprost nie poparła, czy to się zmieni? I Czy w KE nie ma obaw, że w Polsce rozwój energii nuklearnej osłabi energię odnawialną?

UE i unijna polityka energetyczna promują zróżnicowane źródła energii, ale decyzja o energii nuklearnej, która jest kwestią wrażliwą dla opinii publicznej, pozostaje w kompetencjach krajowych. Rola UE polega na tym, by zapewnić, że ta energia jest wytwarzana w jak najbardziej bezpieczny sposób, a odpady nuklearne są odpowiednio składowane. Właśnie przedstawiliśmy nową dyrektywę w tej sprawie. Musimy dopilnować, by w Europie były w tym zakresie najlepsze standardy bezpieczeństwa.

Jak wiadomo, UE promuje energię odnawialną, przyjęliśmy w tej sprawie pakiet legislacji i „nie odpuścimy” krajom, które wciąż nie przygotowały planów działania dotyczących realizacji celów energii odnawialnej, do których się zobowiązały. Ten cel wynosi średnio w UE zaledwie 20 proc., a w Polsce 15 proc. Nie mówimy tu o 30 czy 40 proc., więc pewien procent energii nuklearnej nie powinien stanąć na przeszkodzie realizacji 15 proc. energii odnawialnej. Polska się do tego zobowiązała i musi to zrealizować. ■

Rozmawiała Inga Czerny

Autorka jest korespondentką PAP w Brukseli.

PROFESJONALIZM
NOWOCZESNOŚĆ
JAKOŚĆ

Projektowanie i budowa obiektów inżynierskich w sektorze paliw gazowych i płynnych.

Projektowanie i budowa obiektów inżynierskich służących ochronie środowiska.

www.zrug.pl

szkolenia i kursy ZRUG Sp. z o.o. w Polsce ZUG



Miroslaw Dobrut, prezes IGG, otworzył obrady połączonych kongresów.

II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, obradujący pod hasłem „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”, połączony został z Central European Gas Congress, którego wiodącym tematem był „Rynek gazu ziemnego w Europie Środkowej”.

Połączone kongresy odbyły się w Wiśle 26–28 października br., z udziałem około 500 uczestników z Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Rosji, Ukrainy, Litwy, Niemiec i Izraela.

Oprócz paneli wspólnych – otwierającego kongres pt. „Gaz ziemny w polityce energetycznej UE i krajów V4” i kończącego, poświęconego przyjęciu uchwał obu tematycznych kongresów – obrady toczyły się w równoległych sesjach: polskiej i międzynarodowej. Połączone kongresy zyskały patronat honorowy Parlamentu Europejskiego, ministra gospodarki, ministra skarbu państwa, prezesa URE, rektora AGH oraz, tradycyjnie, prezesów PGNiG SA i GAZ-SYSTEM S.A.

Prof. dr Jerzy Buzek, przewodniczący Parlamentu Europejskiego, wystosował do uczestników połączonych kongresów list, w którym czytamy: „Przyjęte niedawno przez Parlament Europejski rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw gazu jest krokiem w kierunku budowania wspólnego unijnego rynku energetycznego. W ślad za regulacjami muszą jednak podążać inwestycje. Niezbędne jest utworzenie transgranicznej sieci gazociągów. Doskonałym przykładem jest projekt budowy korytarza gazowego Bałtyk-Adriatyk przedsta-

wiony przez państwa Grupy Wyszehradzkiej. Polska, której gospodarka opiera się na paliwach stałych, jest szczególnie wrażliwa na kwestie unijnej polityki energetycznej. Zagadnienie to jest jednym z priorytetów przyszłorocznej polskiej Prezydencji w Radzie UE.

Szanowni Państwo,

Gratuluję organizatorom tego ważnego – dla Polski i całej Europy – kongresu. Wierzę, że na stałe wpisze się on w kalendarz międzynarodowych spotkań poświęconych bezpieczeństwu energetycznemu, że także za rok spotkacie się Państwo, by debatować o standardach i nowoczesnych technologiach w gazownictwie.

Życzę udanych i owocnych obrad oraz sukcesów w poszukiwaniu skutecznych rozwiązań na rzecz rozwoju rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej”.

Rezultatem prac czterech sesji kongresowych są przyjęte uchwały – II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego oraz Central European Gas Congress.

Uchwały te – ze stosownym wprowadzeniem – przekazane zostały przewodniczącemu PE, prezydentowi RP i premierowi rządu, ministrom resortów gospodarczych, przewodniczącym sejmowych komisji gospodarczych i szefom urzędów centralnych odpowiedzialnych za rynek energii w Polsce.

(ac)

Central European Gas Congress

Wisła, 26–28 października 2010 r.

Uchwała

1. Działania podjęte po kryzysie gazowym ze stycznia 2009 roku zwiększyły bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Dwukierunkowe przepływy gazu, dodatkowe kontrakty na dostawy, nie tylko operacyjne działania centrów dyspozytorskich, stały się standardowymi narzędziami współpracy środkowoeuropejskiego przemysłu gazowego, szczególnie w krajach Grupy V4. Bez względu na ostatni kryzys ekonomiczny gaz ziemny znalazł trwałe odzwierciedlenie w tzw. *energy mix* (strukturze spożycia energii) krajów V4 jako czyste, przyjazne, bezpieczne i stabilne źródło energii.
2. Stowarzyszenie Gazowe V4 (*Gas Associations*) popiera rekomendacje zawarte w Budapeszteńskiej Deklaracji Energetycznej V4+ (*Budapest V4+ Energy Security Summit*), a zwłaszcza budowę interkonektora Północ-Południe przez wszystkie kraje Grupy V4, pomiędzy planowanymi w Polsce i w Chorwacji terminalami LNG. Realnie funkcjonujący rynek energetyczny wymaga odpowiedniej (wystarczającej) infrastruktury łączącej (interkonektory) sieci energetyczne. Projekt rurociągu tranzytowego Nabucco stanowi dywersyfikację źródeł dostaw gazu, a nie tylko dywersyfikację linii transportowych.

Dlatego projekt ten może poprawić bezpieczeństwo dostaw gazu do Europy Środkowej.

3. Spożycie gazu ziemnego w regionie krajów V4 wynosi obecnie więcej niż 40 mld m³/r. Obserwujemy potencjał wzrostu tego wolumenu w kolejnych latach, ale jednocześnie przy braku dobrze przygotowanych krótko- i długoterminowych prognoz i założeń dla wyliczeń wielkości spożycia.

Stopień otwarcia rynków gazowych jest różny pomiędzy krajami V4. Z wyjątkiem Republiki Czeskiej poziom regulacji w krajach V4 jest daleki od stabilizacji, przewidywalności i efektywności, co przekłada się na brak postępu w tej dziedzinie. To, co jest niezbędne to mniej regulacji i więcej działań ukierunkowanych na przemysł (na biznes). Firmy oczekują otwartego dostępu do danych regulacyjnych uzgodnionych w Trzecim Pakiecie Energetycznym.

4. Spożycie gazu w krajach V4 ostatnio spadło ze względu na kryzys ekonomiczny i finansowy. Potencjał odbudowy konsumpcji gazu jest zauważony dzięki sektorowi energii elektrycznej. Jednakże nowe inwestycje w generację energii elektrycznej oparte na gazie wymagają stabilnego i przewidywalnego otoczenia regulacyjnego szczególnie w relacji do regulacji cen i polityki środowiskowej. Specjalna uwaga musi być poświęcona na wybudowanie i wdrożenie stabilnych i długoterminowych schematów wspomagania w krajach V4 wysokoefektywnej kogeneracji opartej na gazie ziemnym.

Ján Klepáč
Executive Director
Slovak Gas and Oil Association



UCHWAŁA



II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 26–28 października 2010 roku, Wisła

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

I Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce, których realizacja ma doprowadzić do zwiększenia dostępności i zużycia gazu ziemnego, powinny uwzględniać:

- znaczną rozbieżność szacowanego zapotrzebowania na gaz ziemny w prognozach światowych agencji (IGU, IEA, BP) do roku 2030. Sytuacja ta wymaga znowelizowania prognozy zużycia gazu ziemnego w Polsce, zawartej w PE 2030.
- ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza dwutlenku węgla, przez rosnące stosowanie gazu ziemnego w energetyce.
- różnorodność źródeł dostaw gazu ziemnego.

II Priorytety, które uznajemy za ważne i chcemy je rozwijać w naszej działalności

1. Zapewnienie ciągłości poszukiwań i wydobycia oraz niezawodności dostaw gazu ziemnego do odbiorców.
2. Rozwijanie połączeń systemowych w ramach UE i zwiększenie możliwości przesyłu gazu ziemnego na terenie kraju.
3. Rozbudowa istniejących oraz budowa nowych podziemnych magazynów gazu ziemnego.
4. Wspieranie samorządu technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa przy wykorzystaniu zdolności, wiedzy i doświadczenia pracowników branży dla tworzenia standardów technicznych i ich wdrażania.
5. Intensyfikacja skutecznych prac nad regulacjami prawnymi i rozwiązaniami technicznymi poprawiającymi warunki rozwoju rynku gazu ziemnego i jego otwartości na innowacyjność oraz procesy restrukturyzacyjne.

Dla realizacji wskazanych priorytetów, uczestnicy II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego oczekują następujących działań od rządu i instytucji odpowiedzialnych za rynek gazu ziemnego w Rzeczypospolitej Polskiej:

- usunięcia barier prawnych ograniczających możliwości budowy nowych gazociągów, podziemnych magazynów gazu i przyłączenia do sieci gazowej nowych odbiorców gazu ziemnego, zwłaszcza poprzez wydanie odpowiedniego rozporządzenia regulującego minimalne odległości usytuowania względem siebie urządzeń technicznych pod- i nadziemnych,
- w przypadkach ustanawiania przepisów technicznych dotyczących branży gazowniczej unikać tworzenia absurdalnych zapisów będących w oczywistej sprzeczności z rozwojem techniki i technologii. Takim przykładem jest wydane w 2009 roku rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji w sprawie przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę, nakazujące wyposażenie stacji gazowych w hydranty, podczas gdy inne przepisy stanowią, że w gazownictwie nie używa się do gaszenia pożaru wody, ale gaśnic śniegowych,

- włączenia w proces tworzenia prawa specjalistów pracujących w firmach gazowniczych, instytucjach naukowo-badawczych oraz organizacjach pozarządowych,
- przyspieszenia prac legislacyjnych nad ustawą „Prawo gazowe”,
- tworzenia trwałych instrumentów fiskalnych sprzyjających rozwojowi stosowania sprężonego gazu ziemnego (NG) oraz LNG w transporcie,
- dostosowania prawa geologicznego i górniczego do zaleceń unijnych, z jednoczesnym zabezpieczeniem strategicznych interesów narodowych w zakresie ochrony własnych zasobów naturalnych,
- zaprzestania regulowania obrotu gazem ziemnym w Polsce, w tym gazem krajowym, z uwzględnieniem interesów konsumentów indywidualnych,
- wyłączenia kompetencji Urzędu Dozoru Technicznego do nadzoru technicznego nad budową i eksploatacją gazociągów z zachowaniem spójności z prawem budowlanym i projektowanym prawem gazowym,
- znowelizowania prawa o miarach, które umożliwi legalne stosowanie najnowszych technologii w opomiarowaniu rynku gazu. Nowoczesne technologie umożliwią m.in. przejście w rozliczeniach obrotu gazem na jednostki energii (kWh).

III Wnioski II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, Wisła 2010

1. Branża gazownicza powinna stworzyć własny, odpowiadający klientom model funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania.
2. Niezbędna jest poprawa otoczenia regulacyjnego dla kogeneracji w Polsce drogą przedłużenia co najmniej do 2020 roku systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej.
3. Konieczne jest aktywniejsze włączenie się znaczącej liczby firm do prac standaryzacyjnych IGG poprzez delegowanie swoich specjalistów do prac w zespołach roboczych komitetu standardu technicznego.
4. Trzeba zwrócić się do właściwych instytucji rządowych, aby włączyły ustanowione standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa w proces tworzenia resortowych aktów prawnych.

Uczestnicy II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego wyrażają uznanie dla działań Izby Gospodarczej Gazownictwa dobrze służących rozwojowi sektora gazowniczego w Polsce i zobowiązują Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa do przygotowania i przedstawienia sprawozdania z jej wykonania na III Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego w 2012 r.

W imieniu uczestników
II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego
Komisja Uchwał i Wniosków

Mieczysław Mentyski (przewodniczący)

II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego



Uroczystość wręczenia odznaczeń honorowych IGG, które otrzymali:

brązową:

Marek Dąbski
Krzysztof Grzegółka
Andrzej Kopczyński
Romuald Mikołajczak
Cezary Mróz

srebrną:

Andrzej Barczyński
Aleksander Siepnewski
Janusz Tadeusiak

złotą:

Prof. Jakub Siemek
Michał Szubski



Mieczysław Menżyński prezentował projekt uchwały kongresu.



Jeden z tematycznych paneli kongresu.

Po kongresie powiedzieli:



Ing. JÁN KLEPÁČ, MGBM, dyrektor wykonawczy Slovak Oil and Gas Association

Środkowoeuropejski Kongres Gazownictwa, który odbył się z końcem października w Wiśle, zapisze się w historii jako świadectwo kontynuacji bardzo korzystnej współpracy stowarzyszeń gazowniczych krajów tzw. Czwórki Wyszehradzkiej (V4). Spotkanie gazowników z sąsiadujących ze sobą krajów stanowi doskonałą okazję do wymiany doświadczeń i informacji o problemach i wyzwaniach branży gazowniczej. Tak działo się rów-

nież w tym roku w Wiśle. W czterech panelach eksperci z czterech krajów przekazywali informacje o gazownictwie po ubiegłorocznym kryzysie gazowym, o problemach z implementacją Trzeciego Pakietu Energetycznego, o nowych projektach infrastrukturalnych i wykorzystaniu gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej. Przyjęta uchwała pokazała, że wyzwania, z którymi borykają się kraje V4, są bardzo podobne: niezadowolenie z poziomu regulacji, nieodporność budowy interkonektora północ-południe, który łączyłby wszystkie cztery kraje V4 oraz szansa na szersze wykorzystanie gazu ziemnego w elektroenergetyce. Pocięającą informacją dla zimowej eksploatacji gazociągów jest fakt, że

wszystkie cztery kraje są na ewentualny kryzys w dostawach gazu ziemnego przygotowane. Rewers w przepływie gazu, dodatkowe projekty dywersyfikacyjne oraz współpraca zespołów nadzorujących sieci stały się standardowymi narzędziami w gazownictwie Europy Środkowej. Ważne, że punkty uchwały kongresu w Wiśle zostały przedyskutowane w listopadzie 2010 roku na konferencji Czeskiego Stowarzyszenia Gazowniczego w Czeskim Krumlowie oraz na międzynarodowej konferencji energetycznej współorganizowanej ze Słowackim Stowarzyszeniem Przemysłu Naftowego i Gazownictwa. Uważam, że wszyscy możemy się już cieszyć na kolejny Środkowoeuropejski Kongres Gazownictwa, który odbędzie się w czerwcu 2011 roku w Budapeszcie.

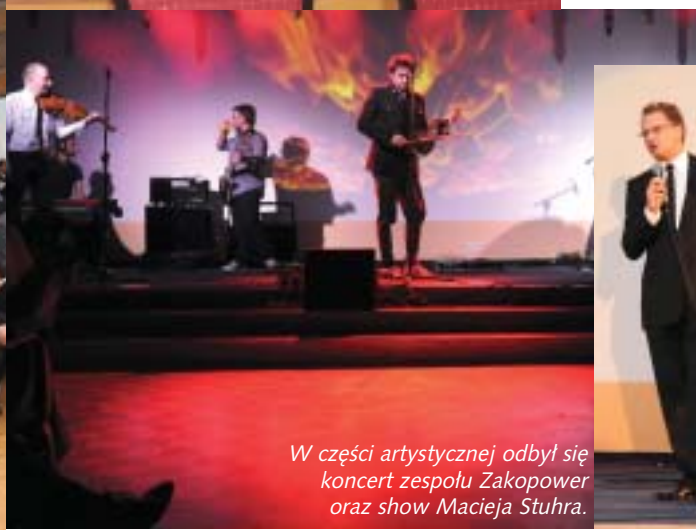
oraz CENTRAL EUROPEAN GAS CONGRESS



Kolejny rocznik słuchaczy studiów MBA odebrał dyplomy.



W oczekiwaniu na otwarcie obrad.



W części artystycznej odbył się koncert zespołu Zakopower oraz show Macieja Stuhra.



GÁBOR MOLNÁR,
dyrektor
Hungarian
Gas Association

II Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, połączony z III Środkowo-Europejskim Kongresem Gazownictwa, został doskonale zorganizowany. Wisła była bardzo wygodną lokalizacją dla przedstawicieli wszystkich krajów V4. Zgodnie z poprzednim kongresem V4, profesjonalnie przygotowany program konferencji obejmował najważniejsze tematy, którymi zainteresowane były wszystkie strony. Najistotniejsze z nich to kluczowe zagadnienia poszczególnych krajów, również w świetle wdrożenia III dyrektywy gazowej. Przedstawiciele każdego uczestniczącego w kongresie

państwa przyznali, że uczestnicy rynku potrzebują możliwe do przewidywania i skuteczne zasady prowadzenia działalności i odpowiednie regulacje. Podkreślany był fakt spadającego popytu na gaz w naszym regionie i w związku z tym konieczność podejmowania skuteczniejszych działań marketingowych. Z przyjemnością ogłosiliśmy, że kolejny Central European Gas Congress odbędzie się w Budapeszcie, najprawdopodobniej w czerwcu 2011 roku.



ANDRZEJ SZCZĘŚNIAK,
niezależny
ekspert paliwowy
NaftaGaz.pl

Kongres rozpoczynał się w dość gorącej atmosferze, ponieważ wraz z jego rozpoczę-

ciem rząd dyskutował nad przyjęciem porozumienia gazowego z Rosją. To nadawało specjalnego posmaku tej imprezie, która mnie, jako debiutanta w tym gazowym święcie – zafascynowała. Czuło się ducha branżowej wspólnoty, jaką pamiętam z czasów, gdy kierowałem Polską Izbą Paliw Płynnych i organizowałem takie właśnie spotkania ludzi, których łączyła specyfika codziennej pracy. W czasie obrad kongresu żałowałem, że nie mogę się rozdzielić, bo równoległe trwały bardzo ciekawe, poszerzające wiedzę wystąpienia i dyskusje – zarówno w części polskiej, jak i międzynarodowej, gdzie można było poznać gazowe wyzwania naszych sąsiadów z Grupy Wyszehradzkiej.

Organizatorom życzę powtórzenia sukcesu w przyszłym roku.

Kogeneracja gazowa szansą dla energetyki

Aleksander Gabryś

Wytwarzanie energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji przy wykorzystaniu paliw gazowych jest technologią, z którą wiąże się wiele korzyści i która bardzo dobrze odzwierciedla cele europejskiej polityki energetycznej. Realizacja inwestycji w źródła kogeneracyjne opalane gazem ziemnym jest w dużym stopniu możliwa dzięki obowiązującemu w Polsce systemowi wsparcia dla tego rodzaju wytwarzania energii.

Na podstawie przepisów dyrektywy 2004/8/WE¹ w 2007 roku Polska wprowadziła mechanizm wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, który bazuje na zbywalnych świadectwach pochodzenia energii. Polega on na tym, iż wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne² sprzedające energię do odbiorców końcowych mają obowiązek zapewnienia określonego udziału energii³ z wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej energii sprzedanej (tzw. obowiązek kogeneracyjny). Obowiązek ten może zostać wypełniony przez:

- zakup i umorzenie certyfikatów poświadczających wytworzenie energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji lub
- uiszczenie opłaty zastępczej.

Prawa majątkowe wynikające z certyfikatów pochodzenia energii są przedmiotem obrotu giełdowego (oraz transakcji bilateralnych) i przepływy pieniężne z ich sprzedaży stanowią dodatkowy (oprócz sprzedaży energii elektrycznej) przychód dla wytwórców. Łączny przychód wytwórców energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji przedstawia rysunek 1.

Na podstawie analizy doświadczeń międzynarodowych można stwierdzić, iż funkcjonujący w Polsce mechanizm wsparcia zapewnia stosunkowo wysokie wsparcie dla źródeł kogeneracyjnych (jako dodatkowy przychód w stosunku do cen sprzedaży energii). Ponadto, charakteryzuje się on dużą przejrzystością oraz jest zrozumiały dla

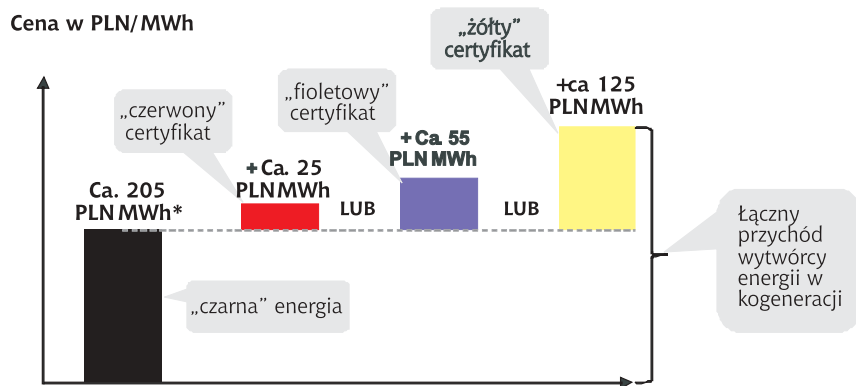
wszystkich uczestników rynku (zbliżony system wsparcia istnieje dla źródeł odnawialnych od ponad 5 lat).

Pomimo wielu zalet system wsparcia nie przyczynił się do znaczącego wzrostu produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce (zwłaszcza w źródłach gazowych). Wynika to przede wszystkim z faktu, iż został on przewidziany jedynie na lata 2007–2012, co jest okresem zbyt krótkim, aby zachęcił inwestorów do budowy źródeł wytwórczych. W ramach przygotowywania projektów inwestycyjnych dotyczących źródeł wytwórczych inwestorzy dokonują bowiem analizy przepływów pieniężnych w okresie co najmniej 10 lat. Przy krótkim okresie funkcjonowania systemu wsparcia oraz braku informacji o jego ewentualnym przedłużeniu, analizy te są obciążone znaczącym ryzykiem prognostycznym, co utrudnia pozyskanie finansowania oraz przygotowanie wiarygodnego biznesplanu dla realizacji przedsięwzięcia. Doświadczenia innych krajów (np. Niemiec czy Czech) wskazują, iż długoterminowa stabilność i przewidywalność systemu wsparcia są kluczowe dla stymulacji inwestycji w źródła kogeneracyjne.

Tymczasem wytwarzanie energii w procesie wysokosprawnej kogeneracji przy wykorzystaniu paliw gazowych jest technologią, która daje wiele korzyści i która bardzo dobrze odzwierciedla cele europejskiej polityki energetycznej⁴. Wynika to przede wszystkim z tego, że:

- wytwarzanie energii w procesie kogeneracji umożliwia znaczące oszczędności energii pierwotnej – w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej możliwe jest

Rysunek 1. Łączny przychód wytwórcy energii w wysokosprawnej kogeneracji



Źródło: Opracowanie własne.

* Cena energii elektrycznej na podstawie portalu CIRE, wg stanu na 15.11.2010 r.



– Zapewnienie optymalnego rozwoju wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych w Polsce wymaga, aby przedłużony system wsparcia odznaczał się stabilnością polegającą na precyzyjnym określeniu okresu obowiązywania systemu. Równie istotne są, po pierwsze, przewidywalność dająca możliwość dokładnego prognozowania poziomu przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia dla energii wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji, po drugie – efektywność ekonomiczna umożliwiająca realizację inwestycji kogeneracyjnych przy minimalizacji całkowitych kosztów funkcjonowania systemu, a po trzecie – proekologiczny charakter systemu – mówi Marcin Lewenstein, dyrektor Biura Planowania Strategicznego, PGNiG.

osiągnięcie oszczędności energii pierwotnej w wysokości nawet około 30%.

■ **gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem wykorzystywanym dla celów energetycznych** – paliwo gazowe charakteryzuje się najniższą emisją jednostkową CO₂/GJ ze wszystkich paliw kopalnych. Zgodnie z badaniami, emisja CO₂ związana ze spalaniem gazu ziemnego (ok. 56 kg CO₂/GJ) jest o prawie połowę niższa niż w przypadku węgla brunatnego (101 kg CO₂/GJ) oraz o prawie 40% niższa niż w przypadku węgla kamiennego (94 kg CO₂/GJ), czyli paliw najczęściej wykorzystywanych w polskim sektorze elektroenergetycznym.

Ponadto, ze względu na skład chemiczny paliw gazowych ich wykorzystanie w celach opałowych pozwala również na redukcję emisji pozostałych substancji uznawanych za szkodliwe dla środowiska (tlenek siarki, tlenki azotu oraz pyły). Istotne jest również, iż po spalaniu gazu ziemnego brak jest odpadów stałych, a zatem nie występuje pro-

blem ich składowania i utylizacji (jak w przypadku innych paliw kopalnych).

W Polsce wykorzystanie gazu ziemnego na potrzeby energetyczne jest obecnie bardzo niskie – w 2009 roku jedynie około 3% energii w Polsce wytworzono bazując na paliwach gazowych, podczas gdy średnia dla krajów UE-27 wynosi ok. 23%. Porównanie udziału gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii w wybranych krajach Europy przedstawia rysunek 2.

Mając na uwadze działania Komisji Europejskiej w zakresie ograniczania emisji CO₂ (malejące limity emisji oraz konieczność zakupu uprawnień w ramach aukcji), jak również z uwagi na istotne zalety gazu ziemnego jako paliwa ekologicznego, uzasadnione jest zwiększanie jego udziału w bilansie energetycznym Polski. W tym celu planowana jest realizacja wielu inwestycji w źródła wytwórcze, które będą pracowały z wykorzystaniem paliw gazowych. **Zgodnie z szacunkami rynkowymi, do roku 2020 może powstać w Polsce**

nawet do 3200 MW w źródłach gazowych, przy czym około 1600 MW dotyczy potencjalnych źródeł kogeneracyjnych (patrz tabela).

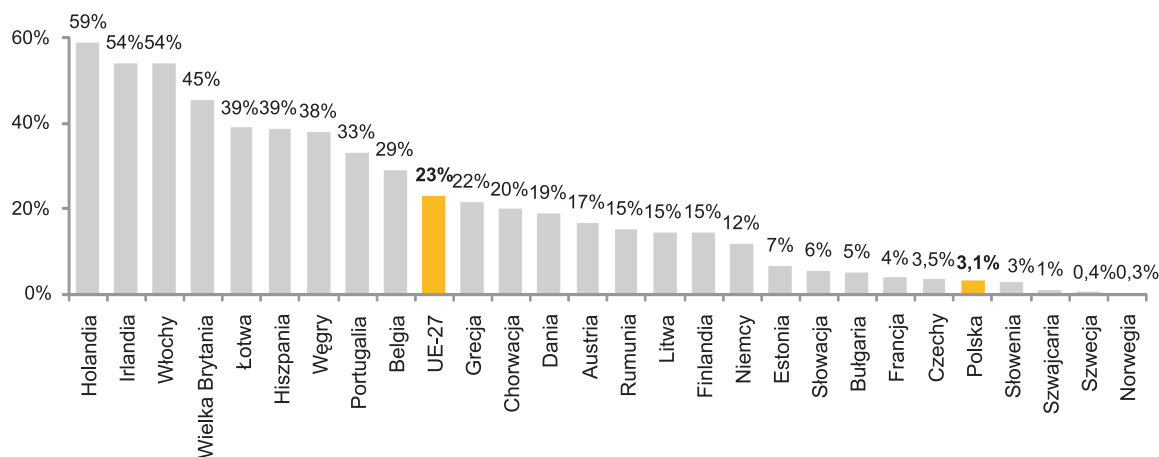
Realizacja inwestycji w źródła kogeneracyjne opalane gazem ziemnym jest możliwa głównie dzięki obowiązującemu w Polsce systemowi wsparcia dla tego rodzaju wytwarzania energii. Brak systemu wsparcia (lub jego istotna modyfikacja zmniejszająca poziom wsparcia) może istotnie utrudnić realizację planów inwestycyjnych w zakresie rozwoju kogeneracji gazowej i tym samym negatywnie wpłynąć na wzrost wykorzystania gazu ziemnego w Polsce do celów energetycznych.

Z uwagi na zalety wytwarzania energii w kogeneracji gazowej uzasadnione jest przedłużenie istniejącego systemu (minimum do roku 2020 oraz wprowadzenie mechanizmu jego stopniowego zmniejszania), **jak również poprawa przewidywalności poziomu wsparcia dla inwestorów.**

W celu zapewnienia optymalnego rozwoju wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych w Polsce kluczowe jest zapewnienie, iż przedłużony system wsparcia będzie spełniał cztery podstawowe wymagania obejmujące:

■ **stabilność** – zapewniającą minimalizację ryzyka inwestycyjnego w długim terminie dla podmiotów planujących inwestycje w źródła kogeneracyjne. Zapewnienie stabilności systemu wsparcia powinno polegać przede wszystkim na precyzyjnym określeniu

Rysunek 2. Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii w wybranych krajach europejskich



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Eurostatu, dane za rok 2009.

Potencjalne inwestycje w źródła gazowe w Polsce do roku 2020

Lp.	Inwestor	Lokalizacja	Rodzaj inwestycji	Moc	Planowany rok uruchomienia
1.	Grupa Tauron, PGNiG	Stalowa Wola	Elektrociepłownia	400 MW	2014
2.	PGNiG Energia, Lotos	Gdańsk	Elektrociepłownia	200 MW	2014
3.	Tauron	Katowice	Elektrociepłownia	170 MW	2015
4.	CEZ	Skawina	Elektrociepłownia	430 MW	2014
5.	KGHM	Polkowice	Elektrociepłownia	45 MW	2012
6.	KGHM	Głogów	Elektrociepłownia	45 MW	2012
7.	Dalkia	17 różnych lokalizacji	Elektrociepłownie	17 x 10 MW	n/d
8.	Energa, ESB	Grudziądz	Elektrownia	800 MW	2015–2016
9.	ORLEN/GDF	Włocławek	Elektrownia	400 MW	2014–2017
10.	ORLEN/GDF	Płock	Elektrownia	400 MW	n/d

Źródło: Opracowanie własne.

okresu obowiązywania systemu.

- **przewidywalność** – zapewniającą możliwość dokładnego prognozowania poziomu przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia dla energii wytwarzanej w procesie wysokosprawnej kogeneracji.
- **efektywność ekonomiczną** – zapewniającą poziom wsparcia, który umożliwi realizację inwestycji kogeneracyjnych przy jednoczesnej minimalizacji całkowitych kosztów funkcjonowania systemu. Jednocześnie istotne jest także, aby w przypadku, gdy warunki rynkowe będą umożliwiały opłacalność budowy nowych i eksploatacji źródeł kogeneracyjnych, poziom wsparcia był odpowiednio dostosowywany.
- **proekologiczny charakter** – w celu maksymalizacji korzyści ekologicznych związanych ze wsparciem kogeneracji celowe jest utrzymanie zróżnicowanego poziomu wsparcia w zależności od rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii. Istotne jest zwłaszcza preferencyjne potraktowanie paliw gazowych, które charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami ekologicznymi (m.in. niską jednostkową emisyjnością CO₂, NO_x, SO₂ i innych substancji szkodliwych na MWh wytworzonej energii).

WNIOSKI

Podsumowując, należy stwierdzić, iż **przedłużenie istniejącego systemu wsparcia** (minimum do roku 2020 oraz

wprowadzenie mechanizmu jego stopniowego zmniejszania) **jest kluczowe z punktu widzenia stymulacji nowych inwestycji w kogeneracyjne źródła gazowe**. Proces inwestycyjny w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych trwa latami, a więc z punktu widzenia inwestorów niezwykle istotne jest jak najszybsze zapewnienie przewidywalnych warunków prowadzenia działalności.

Energetyka oparta na gazie to jeden z najbardziej efektywnych sposobów wypełnienia zapisów pakietu klimatyczno-energetycznego. W porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej możliwe jest osiągnięcie oszczędności energii pierwotnej nawet na poziomie ok. 30%. Nie ulega zatem wątpliwości, że wytwarzanie energii w procesie kogeneracji umożliwia znaczące oszczędności zarówno w zakresie energii pierwotnej, jak i emisji CO₂. Jest to istotne, dlatego że konieczne inwestycje w energetyce dotyczą nie tylko energetyki przemysłowej, ale także inwestycji w zakresie wytwarzania ciepła, często w źródłach o niewielkiej mocy, i tu wytwarzanie ciepła w procesie wysokosprawnej kogeneracji przy wykorzystaniu paliw gazowych jest optymalnym rozwiązaniem. Stanowi to kolejny argument uzasadniający, iż konieczne są szybkie decyzje przesądzające, że istniejący system wsparcia zostanie przedłużony co najmniej do 2020 roku. ■

Aleksander Gabryś

Autor jest ekspertem Ernst&Joung.

¹ Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji na podstawie zapotrzebowania na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (DzU UE L nr 52, poz. 50), dalej „dyrektywa kogeneracyjna”.

² oraz odbiorcy końcowi będący członkami giełdy towarowej i towarowe domy maklerskie w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej.

³ Zakres obowiązku kogeneracyjnego dla 2010 roku został określony w następującej wysokości:

* 3,1% w przypadku energii wytwarzanej w jednostkach kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW (energia „żółta”),

* 1,4% w przypadku energii wytwarzanej w jednostkach kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (energia „fioletowa”).

* 21,3% w przypadku pozostałych jednostek kogeneracyjnych (energia „czerwona”).

⁴ Głównymi założeniami polityki energetycznej Unii Europejskiej są poprawa efektywności energetycznej oraz redukcja poziomu emisji gazów cieplarnianych. Kluczowe cele w tym zakresie zostały sformalizowane w 2008 roku w ramach tzw. pakietu klimatycznego, w którym określono wymóg zwiększenia efektywności energetycznej oraz zmniejszenia emisji CO₂ w krajach członkowskich UE o 20% do roku 2020.

Liczniki inteligentne w Unii Europejskiej – szanse czy zagrożenia?

Jerzy Magas, Wojciech Ida

Rozwój techniki w ostatnich latach stworzył wiele nowych możliwości, także w technice pomiarowej. Automatyczne odczytywanie liczników oraz odczytywanie inteligentne zmieniają radykalnie związek pomiędzy odbiorcą a dostawcą.

Liczniki inteligentne minimalizują konieczność wizyt u odbiorcy oraz poprawiają łatwość zmiany dostawcy i innych usług. Pomagają też przy identyfikacji nielegalnego poboru gazu.

Decyzja o obowiązkowym wprowadzeniu liczników inteligentnych zamiast tradycyjnych w bardzo „mroczny” sposób przełoży się na funkcjonowanie OSD. Koszty oraz zyski powinny być rozłożone równomiernie na wszystkich uczestników tego rynku, tzn. producenta, OSD, OSP, przedsiębiorstwa obrotu gazem oraz odbiorców.

Korzyści oraz koszty wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru muszą być bardzo dokładnie zbadane na poziomie państw członkowskich Unii Europejskiej. Należy uwzględnić duże zróżnicowanie poszczególnych państw oraz czynników mających bezpośredni lub pośredni wpływ na możliwości w zastosowaniu tej technologii.

Ustawodawstwo

Przepisy prawne wpływające bezpośrednio na kwestię wdrożenia i ewentualnego wykorzystywania inteligentnych systemów pomiarowych zawarte są w poniższych aktach prawnych:

- 1) dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych nakazuje państwom członkowskim zapewnienie „konkurencyjnych cenowo indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i informują o rzeczywistym czasie korzystania z energii”;
- 2) dyrektywa 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego zobowiązuje państwa członkowskie do zapew-

nienia wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw gazu. Zgodnie z niniejszą dyrektywą, wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów oraz korzyści dla rynku i indywidualnego konsumenta. Wdrożenie zależy ma również od tego, czy i która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie wykonalna jest ich dystrybucja. Poszczególne państwa członkowskie są zobowiązane do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści (CBA – *Cost and Benefit Analysis*) płynących z wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru w terminie do 3 września 2012 r. W zależności od wyniku przeprowadzonej analizy każde państwo członkowskie jest odpowiedzialne za samodzielne przygotowanie harmonogramu wdrażania inteligentnych systemów pomiaru.

Na rynku energii elektrycznej przynajmniej 80% klientów, dla których analiza długookresowych kosztów oraz korzyści dała wynik pozytywny, będzie musiało zostać wyposażonych w inteligentne systemy pomiarowe do roku 2020.

Na rynku gazu ziemnego, jak dotąd, brak natomiast takich założeń i celów.

Regulacje prawne dotyczące przewidywanego czasu wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Ustawowy nakaz dotyczący wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych dla odbiorców indywidualnych został wprowadzony dotychczas w dwóch krajach Unii Europejskiej: Wielkiej Brytanii i Włoszech. Terminy dla obu krajów zostały ustalone odpowiednio na rok 2020 i 2017. W innych krajach trwają przygotowania regulacji prawnych dotyczących tej kwestii.

Regulacje prawne dotyczące standaryzacji oraz przesyłu danych

Brakuje potrzebnych przepisów prawnych dotyczących standaryzacji przesyłu danych z inteligentnych mierników w celu zapewnienia lepszej współpracy na poziomie krajowym. Wprowadzenie regulacji prawnych dotyczących standaryzacji powinno być krokiem przed dokonaniem analizy CBA (opłacalności). Na przykład obecnie tylko Niemcy mają

obowiązujące przepisy dotyczące sieci elektrycznych służących do przesyłu danych.

Regulacje prawne dotyczące zdalnego odczytu mierników RIR (Remote Index Reading)

Zdalny odczyt liczników obecnie nie jest obowiązkowy w żadnym państwie członkowskim Unii Europejskiej. W niektórych państwach [Holandia, Dania, Niemcy, Węgry, Hiszpania, Wielka Brytania, Czechy i Austria (w najbliższym czasie)] zdalne odczyty są obowiązkowe dla odbiorców paliwa gazowego o rocznym zużyciu powyżej ustalonego przepisami prawnymi poziomu odpowiedniego dla poszczególnych krajów. Różnica tego poziomu waha się między 1,5 GWh/rok (w Austrii w najbliższym czasie taki limit zostanie ustalony na poziomie 0,4 GWh/rok) do 180 GWh/rok). Sankcje prawne przewidziane dla klientów zobowiązanych do korzystania ze zdalnych odczytów, a niestosujących ich, są przewidziane jedynie w prawodawstwie hiszpańskim.

Zużycie paliwa gazowego przez odbiorców przemysłowych podlegających obowiązkowi korzystania z urządzeń zdalnego odczytu wynosi – w zależności od regionu – nawet 80% (w Polsce jest to około 50%) zużycia całkowitego gazu, co czyni łatwiejszym proces bilansowania gazu.

Analiza opłacalności (Cost Benefit Analysis – CBA) wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru

Zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE, wdrożenie inteligentnych systemów pomiaru uzależnione jest od ekonomicznej oceny wszystkich długookresowych kosztów oraz korzyści wynikających z tego wdrożenia dla poszczególnych uczestników rynku.

Według raportu przygotowanego przez firmę doradczą Boston Consulting Group, we współpracy z Eurogas, organizacją zajmującą się promowaniem gazu ziemnego w Europie, każde działanie oraz postanowienie dotyczące wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru musi być poparte zadowalającymi wynikami szczegółowej analizy ekonomicznej, mającej na celu utrzymanie równowagi zysków i strat pomiędzy inwestorami (najczęściej OSD) a stronami, które skorzystać powinny najbardziej (dostawcy oraz odbiorcy).

Celem głównym analizy opłacalności jest ocena możliwości wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru na podstawie porównania zakładanego scenariusza ze stanem bazowym (obecnym).

Poszczególne kroki metodologii analizy CBA przedstawiają się następująco:

- 1) ustalenie stanu bazowego (pierwotnego) modelu oceny wraz z określeniem ram czasowych analizy,
- 2) identyfikacja składników kosztów oraz korzyści,
- 3) zdefiniowanie scenariuszy – powinny one uwzględniać oczekiwane funkcjonalności, wymagania techniczne oraz strategię wdrożenia,
- 4) identyfikacja kosztów oraz korzyści dla każdego uczestnika procesu wdrożenia: OSD, dostawców, odbiorców i innych,
- 5) obliczenie kosztów oraz korzyści finansowych wraz z szacunkowym ich rozkładem w zakładanym okresie,

- 6) obliczenie wskaźników finansowych NPV oraz IRR dla każdego uczestnika procesu wdrożenia.

Ustalenie stanu bazowego modelu

Założenia, które należy wziąć pod uwagę przy przeprowadzaniu analizy opłacalności:

- **punkt odniesienia:** czas rozpoczęcia wdrożenia, od którego będą mierzone wszelkie koszty oraz korzyści. Na ten konkretny moment ustalony zostanie stan infrastruktury oraz dostępne funkcjonalności i technologie;
- **długość okresu analizy:** długość całego procesu analizy łącznie z ustaleniem daty końcowej. Zgodnie z metodologią kalkulacji, okres analizy powinien obejmować rok wdrożenia wraz z cyklem życia gazomierza. Na przykład jeśli cykl życia gazomierza trwa 15 lat, a okres wdrożenia 15, to okres analizy będzie trwał 30 lat;
- **uczestnicy procesu wdrożenia i analizy:** w celu uproszczenia procesu analizy metodologia CBA skupia się głównie na operatorach systemu dystrybucyjnego (OSD), dostawcach oraz odbiorcach paliwa gazowego;
- **równe dochody w okresie poddanym analizie:** dla uproszczenia analizy przychody są przyjęte jako wartość stała w badanym okresie. Koszty związane z wdrożeniem inteligentnych gazomierzy nie przekładają się na wyższe przychody przy szacowaniu kosztów i korzyści;
- **koszty i korzyści szacowane są w odniesieniu do stanu pierwotnego (bazowego):** szacuje się je w odniesieniu do stanu przed wdrożeniem inteligentnego systemu pomiaru. Koszty, które mają być poniesione w przyszłości oraz korzyści czerpane w przyszłości, są brane pod uwagę przy analizie. Przy przeprowadzaniu analizy CBA należy pamiętać o następujących założeniach:
 - koszty oraz korzyści powinny być uwzględnione tylko wtedy, gdy różnią się pomiędzy scenariuszem stanu bazowego a scenariuszem z wdrożeniem inteligentnego pomiaru lub gdy pojawiają się w różnych okresach,
 - koszty utracone nie powinny być wliczane do analizy CBA, należy skoncentrować się na korzyściach oraz kosztach, które wystąpią w przyszłości.

Identyfikacja rodzajów kosztów oraz korzyści w całkowitym łańcuchu wartości

W tabeli 1. zamieszczono główne rodzaje kosztów oraz korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych w sieciach gazu ziemnego. Korzyści i koszty wymienione poniżej należy oszacować z punktu widzenia finansowego wraz z ich wpływem na wynik analizy CBA. Wyniki będą się różnić ze względu na charakterystykę rynku oraz przepisy prawne obszaru poddanego analizie.

Zamieszczona tabela nie uwzględnia przychodów z dzierżawy gazomierza, gdyż wartość zysku OSD równa się wartości kosztów, które ponieść musi odbiorca gazu. Tak więc, wartość netto uwzględniona w analizie CBA wyniosłaby 0.

Zdefiniowanie scenariuszy

Przed rozpoczęciem analizy CBA należy zdefiniować scenariusze wdrożenia dające możliwość kompleksowej oceny poszczególnych alternatywnych opcji ze względu na:

- **specyfikę rynku gazu ziemnego** – rynek gazu ziemnego ma wiele charakterystycznych cech, które można podzielić na dwie główne grupy:
 - **zużycie całkowite gazu (popyt krajowy)**
 - zużycie gazu (całkowite oraz w przeliczeniu na osobę),
 - spodziewany wzrost zużycia oraz ograniczenia podaży,
 - udział wydatków na paliwo gazowe w całkowitym portfelu wydatków odbiorców;
 - **dostępna infrastruktura (dane dotyczące zainstalowanych mierników w danym okresie)**
 - lokalizację – koncentracja gazomierzy w miejskich lub wiejskich obszarach,
 - wiek istniejących gazomierzy,
 - własność – który z uczestników rynku jest właścicielem gazomierza,
 - koszty operacyjne obsługi gazomierza,
 - wymagane funkcjonalności gazomierza (urządzenie, systemy komunikacyjne);
- **segmentację nabywców** – wybór klientów (nabywców) jest kluczowym krokiem przy definiowaniu scenariusza. Wybrani klienci mogą reprezentować tylko niewielką część ogółu odbiorców. W większości krajów analiza CBA nie zawsze da rezultat pozytywny dla wszystkich grup odbiorców;
- **ustalenie ram czasowych wdrożenia** – wybranie daty początkowej projektu oraz przygotowanie wariantu, jak szybko ma być wdrożenie. Zastosować można scenariusze od najbardziej pasywnych „poczekamy, zobaczymy” poprzez scenariusz łączenia technologii konwencjonalnych z najnowocześniejszymi aż po działania bardzo radykalne i szybkie. Optymalnym scenariuszem dla wdrożenia systemów inteligentnego pomiaru byłoby połączenie wdrożenia ich dla wszystkich mediów (energii elektrycznej, gazu

ziemnego oraz wody), z wykorzystaniem nowoczesnych, ale już dojrzałych technologii. Technologie działające na rynku już od jakiegoś czasu zapewniają większą dokładność działania, niższe koszty urządzeń oraz niższe ryzyko inwestycji;

- **regulacje prawne** – scenariusze mogą opierać się na istniejących przepisach prawnych, istniejących przepisach prawnych częściowo zmodyfikowanych lub całkowicie zmienionych.

Identyfikacja kosztów oraz korzyści dla każdego uczestnika procesu wdrożenia

W zależności od roli, jaką pełnią w całym procesie wdrożenia, część jego uczestników będzie inwestorami w niniejszym przedsięwzięciu, pozostali natomiast będą czerpali wyłącznie korzyści. Wykorzystując listę rodzajów kosztów i korzyści z tabeli 1., należy zaznaczyć, czy są one kosztami czy korzyściami dla poszczególnych uczestników rynku. Tabela 2. przedstawia próbę takiej klasyfikacji.

Jak wynika z powyższej tabeli, wprowadzenie inteligentnych liczników silnie wpływa na działalność OSD zarówno pod kątem kosztów, jak i korzyści. Należy jednak dokonać szczegółowej analizy, na ile korzyści są w stanie zrekompenzować koszty. Dodatkowo, można zauważyć dużą nierównomierność rozkładu kosztów i korzyści dla poszczególnych uczestników rynku.

Obliczenie kosztów oraz korzyści finansowych wraz z szacunkowym ich rozkładem w zakładanym okresie

Całkowite koszty oraz korzyści płynące z wdrożenia inteligentnych sieci pomiaru muszą być wyrażone w jednostkach finansowych uwzględniających zmienność wartości pieniądza w czasie. Należy dokładnie skalkulować podział kosztów oraz korzyści w czasie trwania całego projektu wdrożenia. W analizie CBA przepływy pieniężne oblicza się za pomocą metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. W me-

Tabela 1. Rodzaje kosztów i korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiaru

Rodzaje kosztów	Rodzaje korzyści
Urządzenie do inteligentnego pomiaru	Niższe koszty odczytu oraz mniejsza liczba wizyt związanych z odczytem
Koszty instalacji (u odbiorcy)	Optymalizacja pracy sieci gazowej (transport i dystrybucja)
Koszty systemów komunikacyjnych	Oszczędności związane z okresami zmniejszonego oraz zwiększonego popytu
Koszty informatyczne	Zdalne odłączenie (włączenie) paliwa gazowego
Koszty dostosowania systemu	Niższe koszty obsługi telefonicznej biur klienta
Koszty utrzymania i operacyjne	Oferty alternatywne oraz możliwość przedpłaty rachunku
Koszty przesyłu danych	Łatwiejsze procedury zmiany dostawcy paliwa gazowego
Koszty administracyjne	Lepsza możliwość obliczenia ilości strat gazu: – wykrywanie nielegalnego poboru gazu – lepsza wiedza dotycząca odczytów gazomierzy
Koszty odczytu pozostałych konwencjonalnych gazomierzy oraz pozostałe koszty	

Tabela 2. Rodzaje kosztów i korzyści dla różnych uczestników rynku

Rodzaje kosztów i korzyści	Uczestnicy rynku		
	OSD	dostawcy	odbiorcy
Rodzaje kosztów			
Urządzenie do inteligentnego pomiaru	Tak		
Koszty instalacji (u odbiorcy)	Tak		
Koszty systemów komunikacyjnych	Tak		
Koszty informatyczne	Tak	Tak	
Koszty dostosowania systemu	Tak	Tak	
Koszty utrzymania i operacyjne	Tak	Tak	
Koszty przesyłu danych	Tak	Tak	
Koszty administracyjne	Tak	Tak	
Koszty odczytu pozostałych konwencjonalnych gazomierzy oraz pozostałe koszty	Tak	Tak	
Rodzaje korzyści			
Niższe koszty odczytu oraz mniejsza liczba wizyt związanych z odczytem	Tak	Tak	
Optymalizacja pracy sieci gazowej (transport i dystrybucja)	Tak		
Oszczędności związane z okresami zmniejszonego oraz zwiększonego popytu		Tak	Tak
Zdalne odłączenie (włączenie) paliwa gazowego	Tak	Tak	
Niższe koszty obsługi telefonicznej biur klienta	Tak	Tak	
Oferty alternatywne oraz możliwość przedpłaty rachunku	Tak	Tak	Tak
Łatwiejsze procedury zmiany dostawcy paliwa gazowego	Tak	Tak	Tak
Lepsza możliwość obliczenia ilości strat gazu: – wykrywanie nielegalnego poboru gazu – lepsza wiedza dotycząca odczytów gazomierzy	Tak	Tak	

podzie tej brane są pod uwagę jedynie przychody (korzyści) oraz wydatki (koszty) projektu, nie uwzględnia się natomiast księgowych konwencji, takich jak amortyzacja i rezerwy, które nie mają bezpośredniego wpływu na przepływy finansowe przedsiębiorstwa. Wyróżniamy trzy główne grupy rodzajów kosztów oraz korzyści:

- 1) koszty/korzyści znane – takie, których finansowa wielkość jest dokładnie znana, np. urządzenia do zdalnego pomiaru oraz ich koszty instalacji,
- 2) koszty/koszty szacowane – takie, których wielkość nie jest dokładnie znana, np. koszty operacyjne oraz związane z serwisem i konserwacją, dostosowaniem infrastruktury informatycznej i telekomunikacyjnej, wpływ na koszty biur obsługi telefonicznej klienta po stronie dostawcy oraz obniżenie rachunków za gaz po stronie odbiorcy,
- 3) koszty/korzyści niematerialne – koszty i korzyści trudne do oszacowania ze względu na niemierzalność (przykładem może być w niektórych krajach wniosek o dokonanie odczytu, który po wdrożeniu inteligentnych systemów pomiaru nie będzie już od klienta wymagany).

Kalkulacja wskaźników NPV oraz IRR

Po zakończeniu analizy CBA otrzymujemy wyniki dwóch kluczowych wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji: NPV – *Net Present Value*, czyli wartość bieżącą netto, oraz IRR – *Internal Rate of Return*, czyli wewnętrzną stopę zwrotu. Oba wskaźniki powinny przeprowadzającym analizę

dać jasny i kompleksowy obraz wpływu wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru na całe społeczeństwo oraz na inwestorów, którzy podejmują ryzyko przeprowadzenia projektu wdrożenia. Pierwszym krokiem tego etapu jest obliczenie wskaźników dla całości projektu, a następnie ich kalkulacja osobno dla poszczególnych grup uczestników wdrożenia: OSD, dostawcy oraz odbiorcy.

Dodatnia wartość wskaźnika NPV świadczy o opłacalności rozważanej inwestycji. W przypadku kilku różnych scenariuszy dla danego projektu wdrożenia należy wybrać ten, dla którego wartość wskaźnika NPV jest najwyższa.

Wskaźnik IRR (*Internal Rate of Return*) to oczekiwany zwrot z zainwestowanego kapitału. Przy wartości IRR równej stopie dyskonta, wartość wskaźnika NPV = 0. Aby inwestycja była opłacalna, wartość IRR musi więc być przynajmniej równa stopie dyskontowej.

W przypadku inteligentnych systemów pomiaru operatorzy sieci dystrybucyjnej (OSD) najprawdopodobniej będą ponosić większość kosztów związanych z wdrożeniem tego rozwiązania. Tak więc, IRR dla OSD powinno być przynajmniej proporcjonalne do ryzyka związanego z tym projektem. W przypadku dostawców i odbiorców nieponoszących kosztów związanych z wdrożeniem, IRR może być stosunkowo wysokie. Kalkulacja IRR pokazuje różnice w podziale kosztów oraz korzyści pomiędzy uczestnikami rynku. OSD ponosić będzie większość kosztów, podczas gdy dostawcy i odbiorcy czerpać będą głównie korzyści z wdrożenia.

Instytucje odpowiedzialne za regulowanie rynku energii mogą podjąć próbę zrekompensowania wydatków inwestycyjnych uczestnikom rynku będącym inwestorami (OSD) poprzez zwiększenie ich przychodów.

Wprowadzając programy zwrotu kosztów, regulatorzy rynku energii mogą zapewnić osiągnięcie racjonalnej stopy zwrotu wszystkim inwestorom. Potencjalny zwrot kosztów zainwestowanego kapitału można osiągnąć przez:

- wyższe taryfy,
- opłaty jednorazowe, tak jak dla nowego klienta w ramach opłaty przyłączeniowej,
- dopłaty rządowe,
- opłaty nałożone na uczestników rynku,
- kombinację wszystkich powyższych opcji.

Proces kalkulacji wskaźników NPV oraz IRR wraz z programami zwrotu kosztów dla inwestorów powinien być powtarzany dla różnych scenariuszy wdrożenia aż do osiągnięcia akceptowalnej stopy zwrotu dla inwestorów.

Analiza CBA musi być przeprowadzona na poziomie krajowym. Na poziomie europejskim nie sprawdzi się ze względu na specyfikę rynku gazu ziemnego, regulacji prawnych, klimatu oraz czynników środowiskowych dla poszczególnych krajów.

Analiza CBA ma szansę zakończyć się pozytywnym wynikiem przy następujących założeniach:

- w scenariuszu wdrożenia uda się uniknąć kosztu wymiany istniejących gazomierzy poprzez wdrożenie funkcjonalności dostępnych w zestawie modernizacyjnym dołączanym do istniejącego gazomierza,
- w scenariuszu planowane jest wdrożenie inteligentnych systemów pomiaru tylko dla najbardziej dochodowych segmentów odbiorców,
- scenariusz zakłada długi okres wdrożenia, co pozwoli OSD na wymianę starego gazomierza na nowy pod koniec cyklu życia starego gazomierza,
- rozpoczęcie wdrożenia jest planowane na okres, kiedy technologie inteligentnego pomiaru są wystarczająco dojrzałe, a ich standardy uzgodnione na szczeblu europejskim,
- regulator rynku energii promuje wspólną infrastrukturę telekomunikacyjną dla rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego i wody,
- podmioty odpowiedzialne za prawne regulacje rynku zniosą ograniczenia dotyczące przyłączania urządzeń gazowych bezpośrednio do źródła zasilania w celu uniknięcia rozwiązań, w których potrzebna jest wymiana baterii,
- zdefiniowany jest program zwrotu poniesionych kosztów inwestycyjnych, który zakłada pośredni udział w pokryciu kosztów tych uczestników procesu wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, którzy kosztów inwestycyjnych sami nie ponieśli (dostawcy paliwa gazowego oraz jego odbiorcy). Jeśli dla osiągnięcia całkowitej wartości



Rys. 1. Gazomierz Q-Smart zaprojektowany przez inżynierów z Uniwersytetu Cambridge i wyprodukowany przez Siemens Energy Services.

dotatniej wskaźnika NPV potrzebne są widoczne korzyści (przychody) dla innych uczestników rynku, powinni oni również zostać objęci programem zwrotu kosztów.

Wnioski

1. Rynek gazu ziemnego różni się bardzo od rynku energii elektrycznej. Zarówno względy techniczne (konieczność zasilania bateryjnego licznika gazowego, akumulacja sieci gazowej itp.), jak i korzyści ze stosowania nie są jednakowe. W przypadku gazu korzyści z lepszego wykorzystania energii są dużo mniejsze niż w przypadku prądu elektrycznego. Na przykład potrzeby ogrzewania oraz gotowania nie można przesunąć na inny okres.
2. Niezbędne jest dokonanie analizy kosztów i przychodów (CBA) dla wszystkich uczestników rynku na poziomie krajowym. Dopiero pozytywny wynik tej analizy powinien stanowić warunek do wprowadzenia obowiązku instalacji inteligentnych liczników. Bardzo ważną rolę odgrywać tu będzie regulator krajowy. Może się okazać, że inteligentne liczniki wprowadzone zostaną tylko dla pewnej grupy odbiorców.
3. W pewnych przypadkach instalacja zestawów modernizacyjnych może być korzystniejsza od nowych liczników, nawet przy ograniczonych możliwościach licznika.
4. Wprowadzenie liczników inteligentnych w sieciach gazowych jest nową jakością w XXI wieku i daje rynkowi wiele nowych możliwości. Jednak należy pamiętać, że te nowe technologie wymuszą dodatkowe koszty, które w ostateczności będą musieli ponieść odbiorcy końcowi, jako że znajdują się na końcu łańcucha dostaw. W krajach członkowskich istnieje jednak duże zróżnicowanie majątności odbiorców. Pytanie tylko, czy wszystkich będzie na to stać. ■

Jerzy Magas, Wojciech Ida

Autorzy są ekspertami IGG i pracownikami WSG.

Literatura

1. Eurogas Distribution Committee „Report on Smart Gas Metering” – raport organizacji Eurogas oraz firmy doradczej Boston Consulting Group.
2. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.
3. Dyrektywa 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.
4. Referat na konferencji Citizens Forum w Londynie (22.10.2010) – Eurogas.



Barbórka Centralna

SANOK 2010

1–2 grudnia 2010 roku w Sanoku odbyła się Centralna Barbórka Grupy Kapitałowej PGNiG. Gospodarzem uroczystości był Sanocki Oddział PGNiG.

Obchody górniczego święta rozpoczęła msza św. celebrowana przez biskupa Józefa Michalika, po której pochód górniczy przy dźwiękach orkiestry dętej przemaszerował na rynek sanocki, na którym mimo niesprzyjającej i mroźnej pogody zorganizowano pasowanie na górnika, czyli tzw. skok przez skórę, oraz występy artystyczne. Na sanockim rynku Michał Szubski, prezes PGNiG, przekazał karetkę pogotowia jako dar dla tutejszego szpitala.

2 grudnia o 11.00 w Sanockim Domu Kultury odbyła się akademia, w której uczestniczyli przedstawiciele władz rządowych i samorządowych: Sławomir Nowak, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP, Aleksander Grad, minister skarbu państwa, Małgorzata Chomycz, wojewoda podkarpacki, Mirosław Karapyta, marszałek województwa podkarpackiego, posłowie i senatorowie oraz wóldarze Sanoka. W akademii licznie uczestniczyli przedstawiciele wszystkich spółek gazowniczych i oddziałów, na czele z zarządem GK w składzie: Michał Szubski, prezes PGNiG, Sławomir Hinc, Radosław Dudziński, Marek Karabuła oraz Mirosław Szałuba. Podczas akademii Sławomir Nowak, sekretarz stanu, odczytał list od Prezydenta RP, wręczając następnie najwyższe odznaczenia państwowe. Akademię zakończył występ zespołu Golec uOrkiestra.

Wieczorem w Jaworze panowie świętowali w Karczmie Piwnej, a panie na Babskim Combrze pt. „Paryski Szyk”. Po kilku godzinach oba zgromadzenia połączyły się we wspólną zabawę górniczą.

Dziękujemy wszystkim gościom za przybycie i wspólne świętowanie. ■

Anna Folcik





Sprężony gaz ziemny

– przeszłość, teraźniejszość, przyszłość

Marek Kwasowicz

CNG to angielski skrót (*Compressing Natural Gas*) oznaczający gaz ziemny sprężony. Pojazdy zasilane CNG nazywane są NGV (*Natural Gas Vehicle*).

Jako paliwo silnikowe CNG stosowany był u zarania motoryzacji. Pierwszy silnik napędzany CNG w 1860 roku skonstruował Etienne Lenoir. Po raz pierwszy na większą skalę NGV wykorzystano w niektórych krajach europejskich przed drugą wojną światową. Gaz ziemny jako paliwo do samochodów był stosowany w Polsce w pojazdach technicznych gazownictwa w latach 50. ubiegłego wieku – takich pojazdów było sporo, prawie 3 tysiące. Kolejne lata to okres bardzo niskich cen ropy naftowej, a co za tym idzie – mniejszego zainteresowania NGV. Stagnacja nie trwała jednak długo, ponieważ po kryzysie paliwowym w latach 70. ub.w. ponownie w wielu krajach zaczęto zauważać korzyści ze stosowania gazu ziemnego jako paliwa. Kolejnym silnym bodźcem dla rozwoju NGV na świecie stało się przeciwdziałanie efektowi cieplarnianemu w latach 90. ub.w.

Współcześnie NGV są traktowane jako pojazdy nowoczesne, ekologiczne i bardzo ekonomiczne, które

mogą przyczynić się do ograniczenia problemów współczesnej motoryzacji w skali światowej.

Przyglądając się światowym trendom, można dojść do wniosku, że przyszłość rynku CNG cechować będzie dynamiczny rozwój. Obecnie krajami o najbardziej rozwiniętym rynku CNG wśród krajów UE-27 są Włochy i Bułgaria. W tych krajach liczba pojazdów zasilanych paliwem CNG jest stosunkowo duża.

Dynamiczny wzrost liczby pojazdów na gaz ziemny w różnych krajach jest wynikiem różnych czynników. Czasami decydujące są względy ekologiczne (np. w Szwecji, Japonii czy niektórych stanach USA). W innych krajach wynika to z chęci poprawy bezpieczeństwa energetycznego w rezultacie dywersyfikacji rodzaju paliw stosowanych w transporcie (np. we Francji). Jednak najczęstszym powodem zakupu pojazdów na CNG są względy ekonomiczne. To kryterium jest podstawowym czynnikiem decydującym o wyborze pojazdów NGV w Polsce.

Najwięksi producenci samochodów mają w swoich ofertach pojazdy NGV. Proponowane obecnie rozwiązania techniczne takich pojazdów są na wskroś nowoczesne. Współczesny pojazd NGV to zwykle samochód dwupaliwowy (gaz ziemny i benzyna), wyposażony w najnowsze rozwiązania w zakresie sterowania

pracą silnika, z automatyczną zmianą rodzaju paliwa, z dodatkowym zbiornikiem na sprężone paliwo gazowe, umieszczonym w podłodze pojazdu (bez ograniczania przestrzeni bagażowej). Zbiorniki na CNG są zwykle wykonane z bardzo wytrzymałych, lekkich i odpornych na uszkodzenia materiałów kompozytowych. Samochody z układem zasilania CNG emitują mniej szkodliwych składników spalin (CO_2 , tlenków azotu czy rakotwórczych cząstek stałych), jeżdżą ciszej, a właściciel oszczędza na kosztach paliwa.

ASPEKTY EKONOMICZNE WYKORZYSTANIA CNG

Ekonomiczne walory stosowania CNG uwidoczniła cykliczna impreza organizowana przez Auto Klub Dziennikarzy Polskich pod nazwą



Supertest Ekonomii. Po raz pierwszy w rajdzie udział wzięło siedem pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Supertest wygrał Opel Zafira 1.6 CNG, przejeżdżając 100 km za 9,46 PLN. Koszt przejazdu 100 km dla autobusu marki Tedom zasilanego CNG wyniósł 74,55 PLN, natomiast po przeliczeniu ilości zatankowanego paliwa koszt przewozu jednej osoby wyniósł około 0,87 PLN.

Znacznie niższe ceny CNG w porównaniu z paliwami tradycyjnymi (obecnie na stacji tankowania 2,22 zł za 1 m³) sprawiają, że za paliwo zużyte na przejechanie 100 km samochodem osobowym płaci się ok. 15 zł – jest to znaczna oszczędność, istotna zwłaszcza dla flot pojazdów. Dokonując analizy ekonomicznej stosowania paliwa gazowego należy uwzględnić wyższe koszty zakupu pojazdu NGV lub dodatkowe nakłady na zamontowanie instalacji CNG wraz z kosztami dodatkowego zbiornika paliwa, jeśli samochód benzynowy jest przystosowywany do paliwa CNG.

Nowe pojazdy NGV o podobnych parametrach jak pojazdy z silnikami benzynowymi są zwykle droższe o około 10–12%. Jednak wraz z rozwojem technologii różnice cen pomiędzy NGV a samochodami zasilanymi paliwami tradycyjnymi są coraz mniejsze, a niekiedy ceny tych pojazdów są porównywalne. Jeśli dokonuje się przeróbki pojazdu benzynowego na pojazd NGV, to koszty zamontowania takiej nowoczesnej instalacji wynoszą około 4–6 tysięcy złotych. Różnica cen jest zależna od klasy i jakości montowanej instalacji. Zbiornik na CNG w samochodzie benzynowym montuje się zwykle w bagażniku.

Co ważne, stosowanie CNG nie ma niekorzystnego wpływu na trwałość silnika, przeciwnie – wpływa korzystnie na warunki jego smarowania, ponieważ metan (główny składnik gazu ziemnego) nie wypłukuje warstwy oleju na powierzchni cylindrów.

Przykład 1. Zwrot kosztów instalacji CNG dla VW Golf 1¹

Paliwo	CNG	benzyna
Koszt instalacji	4,5 tys. zł	–
Średnie zużycie paliwa/ 100 km	7,2 m ³	7,2 l
Jednostkowa cena paliwa	2,22 zł/m ³	4,97 zł/l
Koszty paliwa na 100 km	15,98 zł	35,78 zł
Zwrot nakładów na instalację CNG	po przejechaniu 22 727 km	

¹ Dane fabryczne dotyczące zużycia paliwa.

(W przykładach 1–2 wyliczenia skutków ekonomicznych prowadzono z uwzględnieniem aktualnej ceny CNG. Ceny benzyny i ON zaczerpnięto z portalu <http://www.e-petrol.pl/>, dane pochodzą z 6.07.2010 r.)

Przykład 2. Stosowanie CNG w furgonach dostawczych marki Iveco¹

Paliwo	CNG	benzyna
Model pojazdu	Iveco 35 C14 GV	Iveco 35 C15V
Moc silnika	136 kW	146 kW
Średnie zużycie paliwa/ 100 km	12 m ³	12 l
Spełnienie normy dot. emisji spalin	EURO I	EURO IV
Cena pojazdu netto	120,5 tys. zł	104,8 tys. zł
Jednostkowa cena paliwa	2,22 zł/m ³	4,49 zł/l
Oszczędność kosztów za paliwo na 100 tys. km	27 240 zł	
Zwrot różnicy ceny pojazdu NGV	po przejechaniu 57 636 km	

¹ Dane od Iveco Poland Sp. z o.o.

BEZPIECZEŃSTWO TECHNOLOGII

Według zgodnej opinii ekspertów, gaz ziemny jest najbezpieczniejszym paliwem spośród stosowanych obecnie. Wynika to z następujących przesłanek:

- zapłon gazu następuje jedynie wówczas, gdy zawartość metanu w powietrzu mieści się w wąskim przedziale 5–15% (benzyna 1–8%);
- temperatura zapłonu gazu ziemnego jest znacznie wyższa (630–650°C) od temperatury zapłonu benzyny (550–600°C), oleju napędowego (320–360°C) czy LPG (500°C);
- w przypadku rozszczelnienia układu zasilania sprężony gaz ziemny rozpręży się, dzięki czemu jego temperatura ulega obniżeniu nawet do ujemnych wartości; ze względu na bardzo małą gęstość w warunkach normalnych gaz ziemny szybko się ulatnia, podczas gdy pozostałe paliwa rozlewają się na podłożu, stwarzając zagrożenie wybuchowe.

Sprężony do 200 barów gaz jest magazynowany w zbiornikach paliwowych. Zbiorniki takie są wykonane ze stali lub kompozytów. W pojazdach przystosowanych fabrycznie do CNG montuje się zbiorniki kompozytowe. Charakteryzują się one dużą wytrzymałością. Ich konstrukcja i zawory bezpieczeństwa gwarantują, że umieszczenie takiego zbiornika nawet w otwartym ogniu nie powoduje eksplozji. Właśnie ze względu na bezpieczeństwo takiego rozwiązania w niektórych miastach USA policja używa samochodów CNG, aby zabezpieczyć się przed groźnymi pożarami samochodów podczas ewentualnej strzelaniny.

Do tej pory nie są znane na świecie przypadki eksplozji zbiorników z CNG, a od wielu lat eksploatuje się miliony takich zbiorników. ■

Autor jest koordynatorem ds. CNG, Biuro Wsparcia Obrotu.

Według zgodnej opinii ekspertów, gaz ziemny jest najbezpieczniejszym paliwem spośród stosowanych obecnie.

992 – pogotowie gazowe – bezpieczeństwo dla Wrocławia

Ryszard Górski, Maciej Chruściński

OBSZAR DZIAŁANIA

Okolo kilometra od wrocławskiego Rynku, przy ul. Tęczowej 35–45, mieści się siedziba Rejonu Dystrybucji Gazu Wrocław – Miasto, w ramach którego funkcjonuje Pogotowie Gazowe dla Miasta Wrocławia. Centralne usytuowanie jednostki nie jest bez znaczenia, bowiem w optymalny sposób umożliwia dotarcie do nagłego zdarzenia na terenie całego miasta.

Obszar działania Rejonu Dystrybucji Gazu Wrocław – Miasto jest bardzo rozległy. Oprócz aglomeracji wrocławskiej obejmuje dziesiątki miejscowości, na obszarze których obsługiwanych jest nieco ponad 190 000 odbiorców paliwa gazowego. Stanowi to ponad 50% odbiorców gazu całego Oddziału Zakładu Gazowniczego Wrocław i ponad 25% odbiorców gazu wszystkich grup taryfowych zasilanych z sieci Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa.

ORGANIZACJA SŁUŻB

Wrocławskie pogotowie gazowe nie jest odrębną jednostką organizacyjną, a jedynie funkcją realizowaną przez Rejon Dystrybucji Gazu Wrocław – Miasto

w ramach Sekcji Instalacji. Jak przystało na prawdziwe pogotowie, również i wrocławskie pogotowie gazowe pracuje 24 godziny na dobę we wszystkie dni tygodnia (w tym w święta). Do pełnienia tej czynności Rejon Dystrybucji Gazu ma specjalnie wyznaczonych pracowników. Obecnie do obsługi zgłoszeń napływających z telefonu alarmowego 992 wyznaczonych jest 16 z 41 monterów instalacji gazowych zatrudnionych w RDG Wrocław – Miasto. Od 7.00 do 19.00 – w zależności od potrzeb – dyżur pełnią 1–3 dwuosobowe zespoły monterów instalacji gazowych, a w nocy – od 19.00 do 7.00 – jeden taki zespół. Do zadań zespołów należy usuwanie awarii przyrządów pomiarowych i reduktorów gazu, stanowiących własność Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa. Ich obowiązkiem jest również zabezpieczenie miejsc awarii sieci gazowej do czasu przyjazdu brygady monterów gazociągów (dyżurujących również przez całą dobę), wyposażonych w specjalistyczny sprzęt. Poza obsługą zgłoszeń z telefonu alarmowego 992 monterzy podczas swojej zmiany wykonują przede wszystkim czynności wynikające z zakresu funkcjonowania Rejonu Dystrybucji Gazu. Są to typowe prace eksploatacyjne, zwłaszcza wymiana gazomierzy z powodu utraty cech legalizacyjnych oraz wznowienie dostarczania gazu, których realizacja, zgodnie z prawem energetycznym, musi nastąpić niezwłocznie po ustaniu przyczyn, dla których wstrzymano dostarczanie gazu. Ponieważ zgłoszeń z numeru 992 jest zdecydowanie mniej niż planowych prac eksploatacyjnych, brygady monterów w rolę pogotowia gazowego wchodzi dopiero po otrzymaniu informacji o potrzebnej interwencji pogotowia. Wówczas natychmiast przerywają wykonywanie wcześniej zaplanowanych czynności eksploatacyjnych i jako pogotowie gazowe udają się na miejsce zdarzenia. Po zakończeniu działań związanych z interwencją powracają do poprzednich czynności.

PRZYJMOWANIE ZGŁOSZEŃ WSPÓŁPRACA Z CENTRUM ZARZĄDZANIA KRYZYSOWEGO

W ramach pogotowia gazowego jednoosobowy dyżur pełnią na dwie zmiany (w godzinach:





7.00–19.00 i 19.00–7.00) dyżurni pogotowia gazowego, tj. osoby przyjmujące od wszystkich odbiorców zgłoszenia o awariach przyrządów pomiarowych (gazomierzy) lub sieci gazowej.

Obecnie na stanowisku dyżurny pogotowia zatrudnionych jest czterech pracowników. Ich zadaniem jest m.in. obsługa telefonu alarmowego 992, przekazywanie odebranych zgłoszeń poszczególnym zespołom pogotowia, a także przekazywanie innych, zleconych przez przełożonych prac.

Do łączności pomiędzy dyżurką pogotowia a zespołami monterów wykorzystywane są telefony komórkowe, które zastąpiły urządzenia łączności tranckingowej. Dyżurni mają również dostęp do elektronicznych aplikacji map sieci gazowej z terenu Zakładu Gazowniczego Wrocław, danych o odbiorcach z tego obszaru i innych aplikacji informatycznych wspomagających ich pracę, np. MAXIMO, SEUG czy rejestratory rozmów. W wyposażeniu dyżurki pogotowia znajdują się też dwa systemy łączności pozwalające na szybki przekaz informacji w sytuacjach nadzwyczajnych – system TETRA i RATUNEK. Ten pierwszy zapewnia bezpośrednią łączność z Centrum Zarządzania Kryzysowego (CZK) Wydziału Bezpieczeństwa i Zarządzania Kryzysowego w Departamencie Prezydenta Miasta Wrocławia. Kontrola łączności pomiędzy Centrum Zarządzania Kryzysowego a wszystkimi służbami, w tym z numerem 992, odbywa się codziennie o 10.00. Po wywołaniu dyżurny wrocławskiego pogotowia gazowego potwierdza dyspozytorowi CZK gotowość pracowników do podjęcia czynności w sytuacjach nadzwyczajnych.

Drugi system, RATUNEK, zapewnia bezpośrednią łączność ze służbami tzw. szybkiego reagowania, tj. strażą pożarną, pogotowiem ratunkowym, policją, pogotowiem wodociągowym, energetycznym, Międzynarodowym Portem Lotniczym, PKP, Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacji, a także Wojewódzkim Centrum Zarządzania Kryzysowego. ■

Ciąg dalszy w kolejnym numerze

Ryszard Górski jest kierownikiem RDG Wrocław – Miasto. Maciej Chruściński jest kierownikiem Sekcji Instalacji.



10 października 2010 roku zmarł **RYSZARD OLFANS**, wieloletni prezes zarządu i dyrektor generalny Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa.

Ryszard Olfans 43 lata pracy zawodowej poświęcił gazownictwu. Rozpoczął w 1968 roku jako stażysta. Od 30 lat zajmował stanowiska menedżerskie najwyższego szczebla. W lipcu 1991 r. został dyrektorem Dolnośląskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa i kierował firmą niemal bez przerwy przez dwie dekady – do 30.06.2010 r.

1.01.2003 r. został powołany na prezesa pierwszego zarządu Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. we Wrocławiu.

Jego długoletnia praca w gazownictwie wiązała się z uczestnictwem w opracowaniu programów i strategii energetycznych Dolnego Śląska.

Z jego inicjatywy i pod jego kierownictwem nastąpiła gazyfikacja m.in. Świeradowa, Kłodzka, Pieńska, Przemkowa, miejscowości i uzdrowisk w Kotlinie Kłodzkiej.

Przyczynił się do zorganizowania dostaw gazu do nowo powstałych firm na terenie Dolnego Śląska (CARGILL Bielany Wr., Strefy Ekonomicznej w Wałbrzychu, Legnicy, Nowogrodźcu), co miało wpływ na rozwój regionu.

Jego osobistą zasługą jest realizacja programu wymiany sieci żeliwnej we Wrocławiu i Legnicy oraz likwidacja wysypisk odpadów technologicznych i kotłowni węglowej na terenie byłej wytwórni gazu na Tarnogaju we Wrocławiu.

Na szczególne uznanie zasługuje Jego wielka dbałość o najcenniejszy kapitał firmy – pracowników. Przez cały okres swojej pracy zabiegał o tworzenie dobrej atmosfery, klimatu współpracy i dobry byt materialny załogi.

Otrzymał wiele wyróżnień, m.in. Zasłużony dla PGNiG, Złoty Krzyż Zasługi, Generalny Dyrektor Górniczy I st., Krzyż Kawalerski Orderu Odrodzenia Polski, Odznaczenie Honorowe Izby Gospodarczej Gazownictwa.

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

Odpowiedzialność dla wspólnego bezpieczeństwa

Maja Girycka

Sezon jesienno-zimowy to czas wzmożonego korzystania z urządzeń grzewczych. To również czas zwiększonego wykrywania nielegalnego poboru gazu. Dlatego we wrześniu, na terenie działania Górnośląskiej Spółki Gazownictwa, ruszyła akcja Bezpieczny Mieszkaniec.

W październiku spotkało się 50 przedstawicieli śląskich spółdzielni mieszkaniowych, ADM-ów, ZBM-ów i firm zajmujących się zarządzaniem zasobami mieszkalnymi. Okazją była konferencja Bezpieczny Mieszkaniec, zorganizowana przy współpracy GSG z firmą Vattenfall. Celem kon-



ferencji była promocja bezpiecznego użytkowania gazu i prądu, połączona ze zwalczaniem nielegalnego poboru tych dwóch nośników energii.

Podczas konferencji wygłoszono referaty i przedstawiono prezentacje przygotowane – z jednej strony – przez dostawców mediów energetycznych – firmę Vattenfall i GSG, a z drugiej – przez służby odpowiedzialne za bezpieczeństwo mieszkańców – straż pożarną i policję. Wszyscy prelegenci zwracali szczególną uwagę na zagrożenia wynikające z nielegalnego poboru gazu i prądu. Podkreślali przy tym obowiązki ciążące na właścicielach i administratorach budynków mieszkalnych, w których potencjalnie może dochodzić do kradzieży gazu i prądu elektrycznego. Wszyscy deklarowali współdziałanie prezentowanych przez siebie instytucji z właścicielami obiektów mieszkalnych dla dobra i bezpieczeństwa ich mieszkańców.

Jednocześnie, we wrześniu Bezpieczny Mieszkaniec po raz czwarty wszedł do śląskich szkół. Tym razem w Katowicach. Podczas zajęć lekcyjnych, które odbywać się będą od połowy września do połowy grudnia, ponad 6,5 tysiąca uczniów – prawie 300 klas od I do III – będzie uczestniczyło w zajęciach edukacyjnych na temat bezpiecznego korzystania z gazu i energii elektrycznej. W trakcie zajęć specjalnie przeszkolona kadra pedagogów przedstawi najmłodszym podstawowe informacje o gazie oraz zaprezentuje sygnały, które powinny wzbudzić niepokój, takie jak specyficzny zapach gazu, luźno zwisające kable sieci elektrycznej, nieprawidłowe elementy sieci gazowej.

Każdy uczeń biorący udział w zajęciach w ramach akcji Bezpieczny Mieszkaniec otrzymuje pamiątkowy dyplom i gadżet – domek antystresowy, na którym umieszczono numer telefonu bezpieczeństwa

**Akcja
Bezpieczny Mieszkaniec**

Nielegalne instalacje elektryczne i gazowe są poważnym zagrożeniem dla zdrowia i życia Twojego i Twoich bliskich!!!

Zgłoś nielegalną instalację zanim będzie za późno!

32 303 5 303

Akcja organizowana we współpracy z GSG i VATTENFALL

32 303 5 303, pod którym można zgłaszać zauważone nieprawidłowości w instalacjach. Podsumowaniem zajęć lekcyjnych jest konkurs prac plastycznych wykonanych przez uczniów. Najciekawsze, przedstawiające obraz bezpieczeństwa w oczach dzieci, zostaną nagrodzone cennymi nagrodami.

Akcja Bezpieczny Mieszkaniec to wspólna inicjatywa Górnośląskiej Spółki Gazownictwa i firmy Vatten-

fall, realizowana już od sześciu lat. Akcja to – z jednej strony – działania promujące bezpieczne korzystanie z gazu i prądu elektrycznego, a z drugiej – zwalczanie nielegalnego poboru tych nośników energii. Dotychczasowy sukces akcji jest w dużej mierze zasługą zaangażowania się w nią służb policyjnych i strażaków. Do tej pory w akcji udział wzięło ponad 25 tys. uczniów z ponad 180 śląskich szkół podstawowych. ■

GSG Perłą Polskiej Gospodarki

19 listopada 2010 r. podczas uroczystej Gali odbywającej się na Zamku Królewskim w Warszawie Górnośląska Spółka Gazownictwa została wyróżniona certyfikatem w rankingu polskich przedsiębiorstw i uzyskała tytuł Perła Polskiej Gospodarki w kategorii Perły Duże.

Podczas uroczystej gali wyróżnienia i statuetki za rok 2010 wręczał Waldemar Pawlak, wicepremier i minister gospodarki.

„Perły Polskiej Gospodarki” to ranking polskich przedsiębiorstw przygotowywany przez Instytut Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk wspólnie z Oficyną Wydawniczą „Rynek Polski” Sp. z o.o., wydawcą anglojęzycznego miesięcznika gospodarczego „Polish Market” od 2002 roku. W rankingu mogą uczestniczyć firmy, których przychody z całokształtu działalności gospodarczej w okresie roku wyniosły co najmniej 100 milionów złotych (Perły Duże) lub 1 miliard złotych (Perły Wielkie). Jednocześnie firmy te muszą spełniać z góry nadaną minimalną wartość kryteriów przyjętych przez Instytut Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk, takich jak dynamika przychodów, rentowność sprzedaży, obsługa zadłużenia, stopa zwrotu brutto na aktywach, stopa zwrotu netto na kapitale własnym, wydajność pracy oraz łączna produktywność kapitału ludzkiego i rzeczowego (TFP). Warto podkreślić, że ranking nie wiąże się z żadnymi komercyjnymi zobowiązaniami ze strony wyróżnionych firm.

Ranking „Perły Polskiej Gospodarki” jest najbardziej obiektywnym pozycjonowaniem przedsiębiorstw, bowiem opiera się na metodologii i wskaźnikach oceniających całe spektrum ich działalności, a pozycja na liście rankingowej zależy nie tylko od wielkości przedsiębiorstwa mierzonego wartością przychodów ogółem, ale także od jego efektywności, dynamiki i płynności finansowej.

Wśród 101 przedsiębiorstw, które otrzymały certyfikaty, nasza spółka znalazła się na 54. miejscu. Firmy, które zajmują pierwsze trzy miejsca otrzymują statuet-

ki Perły Polskiej Gospodarki. W tym roku statuetki otrzymali: w kategorii firm o przychodach powyżej 1 mld zł rocznie: Cyfrowy Polsat S.A., Elektrownia „Rybnik” S.A. i BSH Sprzęt Gospodarstwa Domowego. W kategorii firm o przychodach 100 mln – 1 mld zł laureatami zostały Aviva PTE Aviva BZ WBK, Mennica Polska S.A. i Amplico PTE S.A.

Honorowy patronat nad wydarzeniem objął Waldemar Pawlak, wicepremier i minister gospodarki, oraz prof. Michał Kleiber, prezes Polskiej Akademii Nauk. ■



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

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze
tel. (+48) 32 373 50 00,
faks (+48) 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl;
www.gsgaz.pl

Gaz ziemny z dwóch kierunków

Bożena Malaga-Wrona

Uruchomienie gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Hrubieszów–Zamość to ostatni etap międzynarodowego przedsięwzięcia zrealizowanego z ukraińskimi firmami gazowniczymi NAK Naftogaz Ukraina i Lwiwtransgaz. Możliwość dystrybucji gazu ziemnego tym gazociągiem z dwóch kierunków – od strony ukraińskiej i polskiego systemu przesyłowego – gwarantuje bezpieczeństwo jego dostaw.

MIĘDZYNARODOWE PRZEDSIĘWZIĘCIE

Uruchomienie gazociągu na stacji w Czółkach zakończyło inwestycję zainicjowaną w 1995 roku.

Wówczas w celu gazyfikacji Hrubieszowa oraz przyległych gmin zawieszono związek siedmiu gmin. Rok później Rada Techniczno-Ekonomiczna zatwierdziła opracowaną przez Gazoprojekt Wrocław „Koncepcję programową gazyfikacji regionu Hrubieszowa z połączeniem polskiego systemu gazowniczego z systemem gazowniczym Ukrainy”. Cztery lata później zawarto porozumienie w sprawie gazyfikacji rejonu Hrubieszowa pomiędzy przedstawicielami PGNiG SA i NAK Naftogaz Ukraina, które zakładało gazyfikację tego regionu z wykorzystaniem gazociągów magistralnych Ukrainy. Następstwem podpisanego porozumienia był powołany zespół specjalistów z obu zainteresowanych stron, którego zadaniem było ustalenie warunków techniczno-ekonomicznych i formalno-prawnych. W pracach zespołu ze strony ukraińskiej brali udział Mychajło Derkacz, członek zarządu NAK, oraz Iwan Pałcan i Roman Kowal, dyrektorzy Lwiwtransgaz, a ze strony polskiej – Jan Anysz, członek zarządu PGNiG, Tadeusz Abramowski, dyrektor Krajowej Dyspozycji Gazu, oraz Adam Matkowski, członek zarządu Gazoprojektu Wrocław. W trakcie realizacji tej inwestycji odbyło się wiele bezpośrednich spotkań przedstawicieli firm gazowniczych Polski i Ukrainy z udziałem członków rządu obu krajów. W spotkaniach tych brali udział: Marek Kossowski, ówczesny prezes zarządu PGNiG, oraz Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG. Rozmowy dotyczyły nie tylko problemów związanych z realizacją dostaw gazu poprzez uruchomione połączenie sieci dystrybucyjnej KSG z systemem gazowniczym Ukrainy, ale również szerszej współpracy przemysłu gazowniczego Polski i Ukrainy w zakresie magazynowania gazu, utworzenia wspólnych podmiotów gospodarczych zajmujących się handlem i dystrybucją gazu w rejonach przygranicznych czy produkcji gazomierzy dla strony ukraińskiej.

W BUDOWĘ GAZOCIĄGU ZAANGAŻOWANYCH BYŁO WIELE FIRM.

Za realizację całości zamierzeń inwestycyjnych po stronie polskiej odpowiadało PGNiG SA, a od 2004 roku Karpacka Spółka Gazownictwa. Lwiwtransgaz wybudował odcinek 18 km gazociągu wysokiego



Stacja redukcyjno-pomiarowa I stopnia w Czółkach, ciśnienie 5 MPa, przepustowość $Q=30\ 000\ \text{nm}^3$. Stacja może mierzyć strumień gazu z dwóch kierunków – z gazociągu ukraińskiego z kierunku Hrubieszowa i gazociągu od strony polskiej DN 200/250 Lubaczów Krasnystaw.

Uroczyste uruchomienie gazociągu wysokiego ciśnienia na stacji w Czółkach. Przemawia Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG SA, od prawej widoczni: Bożena Malaga-Wrona, rzecznik prasowy KSG, Mariusz Grad, poseł na Sejm RP, Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG, Aleksander Grad, minister skarbu państwa, Kajetan Protas, wójt gminy Sitno.



ciśnienia na terenie Ukrainy, od Włodzimierza Wołyńskiego do przekroczenia rzeki Bug, wraz ze stacją pomiarową, zdawczo-odbiorczą po stronie ukraińskiej, w miejscowości Ustulug.

KSG wybudowała 66 km gazociągu wysokiego ciśnienia wraz z dwiema stacjami redukcyjno-pomiarowymi w Moroczynie i Werbko-wicach oraz stacją pomiarową w miejscowości Czółki, a także 13 km średniego ciśnienia wraz z przyłączami w Hrubieszowie.

W realizację tej międzynarodowej inwestycji zaangażowanych było wiele firm wykonawczych z grupy kapitałowej. Zakres od granicy państwa do Werbko-wic zaprojektował Gazoprojekt Wrocław, od Werbko-wic do Zamościa – Biuro Projektów Nafta Gaz w Jaśle. Wykonawcą przekroczenia rzeki Bug był ZRUG Pogórska Wola, gazociągu wysokiego ciśnienia od granicy państwa do Hrubieszowa wraz ze stacją redukcyjno-pomiarową w Moroczynie – Gazomontaż Wołomin, gazociągu wysokiego ciśnienia od Hrubieszowa do Zamościa wraz ze stacjami gazowymi w Werbko-wicach i Czółkach – ZRUG Pogórska Wola, a sieć gazociągu średniego ciśnienia w Hrubieszowie wykonał Naftomontaż Krosno.

NIE BEZ TRUDNOŚCI

Przy tak dużej i złożonej inwestycji, nie obyło się oczywiście bez trudności, z którymi inwestor, a zwłaszcza wykonawcy, musieli sobie poradzić. Pojawiły się rozbieżności w planach zagospodarowania przestrzennego gmin Miączyn i Sitno, co spowodowało rozminięcie się gazociągów na granicy gmin o niemal 700 m i w następstwie tego konieczna była zmiana w projektach. W czasie realizacji inwestycji zmieniły się również przepisy ustawy środowiskowej, nakładające obowiązek uzyskania przed decyzją lokalizacyjną decyzji środowiskowej (na cały zakres przedsięwzięcia), co skutkowało wydłużeniem procesu projektowego. Dodatkowym utrudnieniem była różnorodna budowa geologiczna gruntu i występujące na trasie budowy gazociągu bagna torfowe czy rumosz skalny – marglisty. Dała znać o sobie także rzeka Bug, której wody w okresie wiosennych roztopów przesunęły zmontowany, kilometrowy odcinek gazociągu relacji granica państwa – Zosin na kilkaset metrów, powodując jednocześnie jego znaczne uszkodzenie.

WAŻNA INWESTYCJA DLA REGIONU

Gazociąg doprowadzający gaz z Ukrainy do Hrubieszowa uruchomiono we wrześniu 2005 roku. Wówczas była to uroczystość zorganizowana z wielkim rozmachem, o której długo mówiło się w branży jako o prawdziwym majstersztyku. Uczestniczyli w niej lokalni wódatarze i – jak się okazało – niektórzy zarządzają w tym regionie do dziś. Podkreślali, że oddana do użytku inwestycja z całą pewnością podnosi komfort życia mieszkańców strefy przygranicznej – regionu Hrubieszowa i Zamościa. Ale to również ważny argument dla nowych inwestorów na tym terenie i niezwykle istotny, wymierny element pracy samorządów lokalnych, gdyż coroczne opłaty do kas samorządów: Horodło, Hrubieszów, Werbko-wice, Miączyn, Sitno i Zamość to 2% wartości inwestycji. Samorządowcy policzyli już, ile od następnego roku będzie wpływać do ich kas gminnych podatku od KSG i co mogą za to zrealizować. Na spotkaniu zdradzili, między innymi, plany budowy kilku odcinków lokalnych dróg.

O WIELKOŚCI ŚWIADCZĄ LICZBY

W 2006 roku z Ukrainy – poprzez połączenie w Zosinie – odebrano około 4 mln m³ gazu ziemnego. W 2010 roku zaplanowano 6 500 000 m³, z perspektywą od roku 2011 – do 200 000 000 m³/rok. Gazociągiem tym można przesyłać rocznie 400 mln m³ gazu, a wartość oddanej do użytku inwestycji to prawie 77 mln zł. ■

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

Oddana do użytku inwestycja z całą pewnością podnosi komfort życia mieszkańców strefy przygranicznej.

Warto dbać o bezpieczną pracę

Emilia Tomalska

W codziennej pracy nie rozpatrujemy na każdym kroku naszych zachowań pod kątem zgodności z obowiązującymi zasadami i przepisami BHP. Dlatego najważniejsze jest wyrobienie właściwych nawyków oraz przygotowanie warunków pracy, służące zwiększeniu bezpieczeństwa pracowników w każdej sytuacji.

BHP traktowane jest jako dziedzina wiedzy zajmująca się kształtowaniem właściwych warunków pracy. Obejmuje wiele zagadnień, np. ergonomię, medycynę pracy, ekonomikę pracy, psychologię pracy czy techniczne bezpieczeństwo. Ostatnie lata wraz z rozwojem technologii oraz stosowanych w gazownictwie rozwiązań przyniosły także znaczące



Część praktyczna konkursu BHP i ppoż.

zmiany we wskaźnikach wypadkowości w pracy. W statystyce wypadkowej w MSG sp. z o.o. widzimy tendencję malejącą liczby wypadków przy pracy oraz współczynników częstotliwości i ciężkości wypadków. Od wielu lat nie notujemy wypadków śmiertelnych i ciężkich. Ta poprawa nie zmienia jednak sposobu myślenia o bezpieczeństwie i higienie pracy jako o niezwykle istotnych elementach we współczesnym zarządzaniu przedsiębiorstwem. Dotyczy to zwłaszcza przedsiębiorstw gazowniczych, w których specyfika pracy niesie wysokie ryzyko wystąpienia zdarzeń zagrażających życiu i zdrowiu. W 2010 r. w spółce dostosowano zapisy w procedurach i instrukcjach prac gazoniebezpiecznych i niebezpiecznych do zapisów rozporządzenia ministra gospodarki z 28 grudnia 2009 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemnego. W roku bieżącym, wzorem innych spółek dystrybucyjnych, zarząd MSG podjął decyzję o organizacji pierwszego konkursu BHP i ppoż. dla monterów zatrudnionych w oddziałach terenowych. Ogłoszony w połowie roku konkurs przygotowano w systemie dwuetapowym. Eliminacje oddziałowe (w Mińsku Mazowieckim, Warszawie, Radomiu, Łodzi, Ciechanowie i Białymstoku) zostały zwieńczone finałem, który odbył się 22 października 2010 roku w Oddziale Zakład Gazowniczy Białystok. Nad sprawnym przebiegiem konkursu poza komisją konkursową czuwali także goście specjaliści: Dariusz Siwczyński, okręgowy inspektor pracy w Białymstoku oraz bryg. Jan Rabczko, zastępca komendanta Państwowej Straży Pożarnej w Białymstoku. Nadrzędnym celem zorganizowanego konkursu było propagowanie bezpiecznych zachowań



Za Zasługi dla Energetyki

Odnaczenie nadawane przez Ministra Gospodarki za zasługi dla energetyki zostało przyznane osobom szczególnie zaangażowanym we wspieranie Technikum Gazowniczego w ZSP nr 3 w Łodzi. Otrzymali je: Kazimierz Nowak, prezes zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, Janusz Bęben, dyrektor ZSP nr 3 w Łodzi, oraz Wiesława Zewald, wiceprezydent Miasta Łodzi. Są oni pierwszymi osobami spoza branży, uhonorowanymi tym odznaczeniem.

Od lewej: Wiesława Zewald, Janusz Bęben, Kazimierz Nowak oraz Maciej Kaliski, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki, i Radosław Dudziński, wiceprezes PGNiG.

pracowników przy wykonywaniu prac gazoniebezpiecznych i niebezpiecznych. Konkurs obejmował zagadnienia ochrony przeciwpożarowej oraz udzielanie pierwszej pomocy przedlekarskiej. W samym finale konkursu wzięło udział ponad dwadzieścia drużyn dwuosobowych, w tym trzy z Białegostoku, dwie z Ciechanowa, pięć z Łodzi, dwie z Mińska Mazowieckiego, trzy z Radomia oraz aż sześć z Zakładu Gazowniczego Warszawa. Konkurs podzielono na część teoretyczną i praktyczną – stanowiska sieci, instalacji i ppoż. na terenie białostockiego zakładu były przygotowane profesjonalnie. Fragmenty gazociągów w wykopach niejednego laika mogły wprawić w przekonanie, iż prace realizowane są na czynnych, nagazowanych sieciach. Stanowiska pierwszej pomocy przedlekarskiej, aparatów powietrznych i szelek bezpieczeństwa, przyrządów pomiarowych oraz testu przygotowano w sąsiadujących budynkach zakładu. Ostatecznie konkurs drużynowy wygrały odpowiednio: I miejsce – drużyna z ZG Warszawa, II miejsce – drużyna z ZG Łódź i III miejsce – drużyna z ZG Białystok. Mamy nadzieję, iż atrakcyjne nagrody pieniężne, które otrzymali zwycięzcy, zmobilizują pozosta-



Uroczystość wręczenia Złotej Karty Lidera Bezpiecznej Pracy.

potwierdziła wysoki poziom standardów BHP w MSG, przedłużając ważność posiadanej przez nas Złotej Karty Lidera Bezpiecznej Pracy do roku 2012. Kartę lidera odebrał Jan Anysz, członek zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa podczas XIII Konferencji Forum Liderów Bezpiecznej Pracy w Katowicach.

To wszystko potwierdza słuszność obranego przez nas kierunku działań prewencyjnych i edukacyjnych. Współpracując z Centralnym Instytutem Ochrony Pracy, od wielu lat aktywnie uczestniczymy także

**Komisja
Wyboru
Liderów
Bezpiecznej
Pracy
potwierdziła
wysoki
poziom
standardów
BHP w MSG.**



Organizatorzy i zwycięzcy konkursu.

tych pracowników spółki do samodzielnego pogłębiania wiedzy, co zapewne będzie procentować nie tylko wysokim poziomem kolejnych konkursów, ale przede wszystkim przyczyni się do poprawy warunków codziennej pracy naszych monterów. Niesprzyjające warunki pogodowe nie studziły zaciętej rywalizacji nie tylko pomiędzy drużynami, ale także rywalizacji poszczególnych oddziałów spółki. Na wysokości zadania stanął gospodarz konkursu – ZG Białystok, który poza wkładem organizacyjnym może poszczycić się wysoką, trzecią lokatą. Zaledwie kilkanaście dni wcześniej został wyróżniony w XVII edycji konkursu Państwowej Inspekcji Pracy. W konkursie „Pracodawca – organizator pracy bezpiecznej” województwa podlaskiego Zakład Gazowniczy Białystok zajął III miejsce wśród przedsiębiorstw zatrudniających powyżej 250 pracowników.

Niemal w tym samym czasie – 25 października 2010 r. – Komisja Wyboru Liderów Bezpiecznej Pracy

w Ogólnopolskim Konkursie Poprawy Warunków Pracy, organizowanym przez Ministra Pracy i Polityki Społecznej. Tegoroczna – już XXXVIII – edycja skoncentrowana była, co prawda, wokół projektów z branży górniczo-hutniczej, wiemy jednak, iż myślenie o poprawie warunków pracy rodzi się właśnie z udoskonalania codziennej pracy. Być może, w kolejnych edycjach uda się powrócić do napływu pomysłów racjonalizatorskich zgłaszanych także przez inżynierów i techników gazownictwa. ■

**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

„150 lat gazownictwa” – energia dla pokoleń

Dagmara Kusiewicz

Pod takim hasłem zostały przygotowane obchody jubileuszu w Oddziale Zakład Gazowniczy w Bydgoszczy.

Jubileuszowy, 150. rok działalności Oddziału Zakład Gazowniczy w Bydgoszczy stał się doskonałą okazją do podjęcia działań, które będą służyły lokalnej społeczności. Pierwszą inicjatywą było przywrócenie zaginionej przed laty, rzeźby Zima do – lubianego przez Bydgoszczan – ogrodu botanicznego. Kamienne figurki czterech pór roku z okresu międzywojennego przepadły bez śladu w latach 90. ubiegłego wieku. Jako pierwsza (dzięki sponsorowi) w 2008 r. do ogrodu powróciła Jesień. Zakład Gazowniczy podjął się przywrócenia rzeźby Zima – niepisane symbolu ciężkiej pracy braci gazowniczej. Pierwszego dnia wiosny w obecności rzeźbiarza prof. Stanisława Radwańskiego – wykonawcy Zimy, przedstawicieli władz miejskich i samorządowych oraz władz Uniwersytetu Kazimierza Wielkiego (opiekuna ogrodu botanicznego) i przedstawicieli Pomorskiej Spółki Gazownictwa nastąpiło uroczyste odsłonięcie figurki.

Tego samego dnia Wiesław Żywicki, dyrektor OZG w Bydgoszczy, zaprezentował pierwsze egzemplarze

Jubileuszowy tort to tylko jedna z wielu atrakcji.



jubileuszowej publikacji pt. „Razem z gazem 150 lat”. Gazowniczy album opracowano na podstawie materiałów udostępnionych przez pracowników i emerytów firmy. Książka wydana przez prestiżowe bydgoskie wydawnictwo zachwycała szatą graficzną i nieznanymi dotąd materiałami historycznymi, które ukazują rozwój gazownictwa na terenie działania bydgoskiego oddziału. Autor tekstu, Marek K. Jeleniewski, został także jurorem konkursu literackiego, zorganizowanego dla pracowników OZG w Bydgoszczy.

Słowo pisane, jako świadectwo tego co przemiętło, skłoniło pracowników do podzielenia się swoimi



Dzieci i młodzież z bydgoskich rodzinnych domów dziecka i placówek opiekuńczo-wychowawczych wraz z pracownikami OZG w Bydgoszczy i wolontariuszami PCK

Trochę historii

1 października 1860 roku w Bydgoszczy, przy dzisiejszej ulicy Jagiellońskiej 42, rozpoczęto produkcję gazu węglowego, zwanego świetlnym. Zakłady gazownicze powstały, jeszcze pod zaborami, jako jedne z pierwszych na ziemiach polskich. Przez pierwsze dwadzieścia lat gaz służył wyłącznie do oświetlenia ulic miasta. Postęp i rozwój nowych technologii sprawiły, że gaz zaczęto stosować w wielu innych dziedzinach gospodarki. Po odzyskaniu niepodległości przez Polskę i powrocie Bydgoszczy do macierzy, gazownia przeszła w polskie ręce. W okresie międzywojennym była systematycznie modernizowana. Pod koniec drugiej wojny światowej wycofujące się wojska niemieckie zniszczyły większość obiektów i urządzeń gazowni. Tuż po zakończeniu działań wojennych w 1945 r. pracownicy gazowni rozpoczęli jej odbudowę i uruchomili produkcję gazu. Wielokrotnie sygnalizowana przez kierownictwo gazowni potrzeba zwiększenia mocy produkcyjnych znalazła

swój finał w podjętej w 1959 r. decyzji o budowie nowej wytwórni gazu przy ul. Witebskiej i Kaplicznej. Z nowej gazowni pierwszy gaz popłynął do miasta w 1969 r. W 1970 r. zakończono budowę gazociągu umożliwiającego przesył gazu z Bydgoszczy do Grudziądza. Trzy lata później zmienił się kierunek dostaw i ten sam gazociąg wykorzystano do zasilania gazem ziemnym Bydgoszczy – służy nam do dziś. W 1973 r. zaprzestano produkcji gazu przy ul. Jagiellońskiej, a w 1990 r. przy ul. Witebskiej. Dawne pomieszczenia produkcyjne przy ul. Jagiellońskiej zostały przystosowane do nowych zadań związanych z działalnością zakładu i są z pietyzmem restaurowane. Obiekty i teren po dawnej gazowni przy ul. Witebskiej sprzedano. Usytuowana na obrzeżach miasta bydgoska firma gazownicza po 150 latach znalazła się w ścisłym centrum miasta, a wygaszone przed 30 laty gazowe latarnie powróciły do zakładu gazowniczego jako symbol gazowniczej historii. ■

**Dagmara Kusiewicz,
OZG w Bydgoszczy**

**Wiesław Żywicki,
dyrektor OZG
w Bydgoszczy,
zaprezentował
pierwsze
egzemplarze
jubileuszowej
publikacji
pt. „Razem
z gazem
150 lat”.**

wspomnieniami, poezją, a nawet gazowniczym humorem. Podczas uroczystej Barbórki, 10 grudnia 2010 roku, laureaci konkursu – Krzysztof Łaszkiwicz, Zbigniew Kosiorek, Marek Krasieński, Józef Radzimiński, Justyna Tyszka i Witold Gałązkiewicz – będą mogli zaprezentować swoje prace barbórkowej publiczności.

Do jubileuszowych obchodów udało się włączyć również najmłodszych mieszkańców miasta. Specjalnie dla nich przygotowano ekologiczny spektakl teatru lalek pt. „Trzy świnki”. Bajkowe postacie, zachęcające do segregowania odpadów i korzystania z ekologicznych źródeł energii, zauroczyły dzieci z sześciu bydgoskich przedszkoli. Placówki te wytypował Wydział Ochrony Środowiska Urzędu Miasta za szczególne zaangażowanie w propagowanie ekologicznego stylu życia.

Teatrzyk miał być także gwoździem programu 1 października br., w rocznicę uruchomienia bydgoskich zakładów gazowniczych. Na urodzinowe spotkanie brać gazownicza zaprosiła dzieci i młodzież ze wszystkich bydgoskich placówek opiekuńczo-wychowawczych i rodzinnych domów dziecka. Specjalnie dla nich przygotowano liczne atrakcje na terenie oddziału. Ekologiczny spektakl okazał się zaledwie preludium dla emocji, jakie wśród dzieci wywołała możliwość uruchomienia sygnału alarmowego w pojazdach pogotowia gazowego czy wejście do specjalistycznego samochodu do kontroli dywanowej. Gaszenie pożaru, przymierzanie sprzętu ochrony indywidualnej, wysyłanie faksów czy prowadzenie telekonferencji przyćmiło „Trzy świnki” i urodzinowy tort, który zniknął w okamgnieniu. Spotkanie z dziećmi było niezwykle przyjemnym przeżyciem dla załogi oddziału. Spontaniczna radość i zachwyty udzieliły się dorosłym, a na-

rzędzia codziennej pracy zyskały nowy wymiar. – *To wspaniale tak pracować* – mówiły dzieci, a nam trudno było nie cieszyć się z nimi.



Ekologiczne Trzy Świnki z Teatru VAŚKA.

W rocznicę uruchomienia zakładów gazowniczych mogliśmy zrozumieć radość i euforię mieszkańców miasta na widok pierwszych gazowych latarni, które 150 lat temu rozświetliły miasto i dały nadzieję na lepsze jutro. ■

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

Wizyta studyjna

Leszek Łuczak

Grupa specjalistów – członków SITPniG – z Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa zapoznała się 18 października 2010 r. z pracą zasilanej gazem ziemnym elektrociepłowni w San Roque w Andaluzji.

Położona tuż przy granicy z Gibraltarem elektrociepłownia należy do grupy Gas Natural Fenosa, jednego z wiodących dystrybutorów gazu ziemnego i producentów energii elektrycznej na świecie. W 23 krajach GNF dostarcza gaz ziemny i energię elektryczną ponad 20 milionom odbiorców. W Hiszpanii do GNF należy pięć elektrowni wytwarzających energię za pomocą turbin gazowych, trzy kolejne znajdują się w fazie projektowania lub budowy. Koncern ten jest pionierem w optymalnym stosowaniu gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej.

Gazowo-parowa elektrociepłownia w San Roque zasilana jest gazem transportowanym gazociągiem z Algierii. W przypadku spadku ciśnienia w gazociągu zasilającym uruchamiana jest sprężarka gazu. Stacja redukcyjna zasilająca urządzenia energetyczne zosta-



Wizyta w elektrociepłowni w San Roque. Od lewej: Tadeusz Zugehoer, Władysław Polcyn, Dział Koordynacji Dystrybucji ZG w Poznaniu, Piotr Kaczmarek, dyrektor Fiorentini Polska, Manuel Doblado Arrayas, Ewa Siwecka, Biuro Inwestycji i Remontów WSG, dr Andrzej Barczyński, dyrektor Biura Rozwoju Systemu WSG.

Fot. Leszek Łuczak

ła dostarczona przez firmę Fiorentini – Włochy. Dzięki użyciu dodatkowej turbiny parowej, wykorzystującej energię cieplną zawartą w spalinach turbiny gazowej, uzyskuje się bardzo wysoki wskaźnik wykorzystania energii zawartej w paliwie gazowym. Z procesem technologicznym elektrociepłowni zapoznał gości z Poznania szef tego zakładu – Manuel Doblado Arrayas. Poinformował on, że w Hiszpanii już około 50 proc. energii elektrycznej jest produkowane przy wykorzystaniu gazu ziemnego. Wiele wskazuje na to, że również w Polsce w niedalekiej przyszłości elektrociepłownie w coraz większym stopniu pracować będą wykorzystując najbardziej efektywne układy gazowo-parowe. Branża gazowa przygotowuje się do odgrywania coraz większej roli w elektrociepłownictwie. ■

LNG w Ińsku

Malowniczo położona nad jeziorem miejscowość Ińsko, na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Koszalinie, doczekała się gazu ziemnego. W marcu br. Wielkopolska Spółka Gazownictwa nabyła znajdującą się w tej miejscowości nieczynną instalację LNG wraz ze stacją redukcyjną i nawianialnią. Instalacja ta składa się z dwóch zbiorników magazynujących gaz skroplony o pojemności 63,27 m³ każdy i dwóch parownic atmosferycznych o wydajności 1500 Nm³/h. Z 1 m³ LNG (skroplonego gazu) po odparowaniu uzyskuje się około 600 Nm³ paliwa w postaci gazowej. 12 kwietnia WSG kupiła od spółki Gazpartner sieć gazową w Ińsku o długości 11 798 m i 99 przyłączy o łącznej długości 2288 m, które dotychczas nie były włączone do eksploatacji.

Po przejęciu przez WSG wykonano niezbędną inwentaryzację i kontrolę techniczną infrastruktury gazowniczej. Sprawdzono stan gazociągów i przyłączy oraz stan instalacji LNG. Na podstawie przeprowadzonej ekspertyzy technicznej zamontowano dziewięć zasuw, a w przyłączach wymieniono zawory główne i część połączeń. Wykonano też prace budowlane na działce, na której znajduje się instalacja magazynowania i regazyfikacji LNG. Przede wszystkim poprawiono stan drogi dojazdowej i placu manewrowego, zainstalowano oświetlenie i kamery monitoringu wizyjnego. Modernizacji poddano także obiekt stacji redukcyjnej i insta-

lację LNG, montując układ pomiarowy i układ detekcji wycieków gazu. W celu bezpiecznego zatłaczania skroplonego gazu ziemnego instalacja dodatkowo zostanie wyposażona w przewód tankowania NO wraz ze złączem szybkozrywalnym.

Po zakończeniu prac inwentaryzacyjnych i modernizacyjnych 2 września zatankowano zbiorniki ciekłym azotem w celu schłodzenia i sprawdzenia szczelności instalacji. 9 września zbiorniki napełniono skroplonym gazem ziemnym podgrupy E. Następnie uruchomiono stację redukcyjno-pomiarową i zagazowano sieć.

Proces przejęcia, modernizacji i uruchomienia instalacji LNG oraz sieci gazowej w Ińsku przeprowadził Oddział WSG – Zakład Gazowniczy w Koszalinie. Czynny udział brali pracownicy Rejonu Dystrybucji Gazu Świdwin, pod których opieką pozostaje strefa dystrybucyjna Ińsko.

Obecnie w Ińsku gaz ziemny dociera już do 16 odbiorców gazu: do mieszkań w budynku wielorodzinnym, domów jednorodzinnych, Banku Spółdzielczego i budynku Urzędu Miasta i Gminy. W przyszłym roku na zasilanie gazowe przejdzie kotłownia olejowa, dostarczająca ciepło dla budynków miejscowej spółdzielni mieszkaniowej. Szacuje się, że w roku 2011 odbiorcy w Ińsku zużyją około 110 tys. m³ gazu ziemnego.

Leszek Łuczak

Artykuł ten powstał na podstawie prezentacji przygotowanej przez Sławomira Wardzińskiego, kierownika Działu Transportu Gazu ZG w Koszalinie.

Owocne spotkanie

Wojciech Grządzielski

3 listopada 2010 r. w Warszawie odbyło się spotkanie przedstawicieli OGP GAZ-SYSTEM z przedstawicielami WSG. Głównym tematem rozmów była koordynacja planów rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Strony wymieniły informacje o planowanych inwestycjach i potencjalnych przyłączeniach nowych punktów – połączeń systemów przesyłowego i dystrybucyjnego.

Przedstawiciele WSG omówili z „przesyłowcami” następujące tematy:

- 1) połączenie systemowe w rejonie gminy Turek bądź Malanów: inwestycja związana jest z przyszłą rozbudową dystrybucyjnego gazociągu wysokiego ciśnienia DN200 relacji Turek (Malanów)–Tuliszków–Konin Rumin. Gazociąg ten spełniać ma dwie podstawowe funkcje:
 - a) zwiększenie bezpieczeństwa ciągłości dostaw gazu obszaru Konina poprzez umożliwienie dwustronnego zasilania,
 - b) zwiększenie stopnia dostępu do sieci gazowej i technicznych zdolności przesyłowych oraz umożliwienie gazyfikacji nowych obszarów w gminach Stare Miasto, Tuliszków, Władysławów, Rychwał i Grodziec;
- 2) połączenie systemowe w rejonie miejscowości Nowiny Brdowskie (gm. Babiak): inwestycja związana z przyszłą rozbudową dystrybucyjnego gazociągu wysokiego ciśnienia DN100 relacji Nowiny Brdowskie–Kłodawa. Gazociąg ten ma służyć doprowadzeniu gazu ziemnego wysokometanowego grupy E do gmin Kłodawa i Przedecz. Połączenie systemowe w Nowinach Brdowskich może w przyszłości stanowić punkt zasilania dla planowanej rozbudowy sieci gazowej wysokiego ciśnienia w kierunku gmin Sompolno, Ślesin i Wilczyn;
- 3) połączenie systemowe w rejonie Koszalina (niedaleko węzła Stare Bielice): punkt wyjścia z projektowanego gazociągu przesyłowego DN 700 MOP 8,4 MPa relacji Płoty–Karlino–Koszalin–Gdańsk stanowić może alternatywę dla planowanej rozbudowy dystrybucyjnego gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 relacji Koszalin–Bobolice–Wierzchowo, zwiększając techniczne możliwości

przesyłu w systemie dystrybucyjnym na odcinku Ujście–Koszalin;

- 4) OGP GAZ-SYSTEM, uwzględniając przyszłą rozbudowę gazociągu przesyłowego DN 700 relacji Świnoujście–Gorzów Wlkp.–Lwówek oraz obecną budowę tłoczni gazu w Goleniowie, określi, czy istnieć będą techniczne możliwości dostawy 50 tys. m³/h i ciśnieniu minimum 4,5 MPa w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego w rejonie gminy Kłodawa koło Gorzowa Wlkp. Informacja ta będzie pomocna dla WSG przy podejmowaniu decyzji o przyszłym kierunku rozbudowy systemu dystrybucyjnego w północnej części województwa lubuskiego oraz w prowadzeniu rozmów ze sprzedawcą gazu, związanym z przyszłym miejscem dostawy gazu na wejściu do systemu gazowego, tzn. czy dostawy będą realizowane poprzez: I – system przesyłowy relacji Świnoujście–Lwówek czy II – bezpośrednio do systemu dystrybucyjnego w rejonie Kostrzyna n. Odrą (lokalne połączenie z niemieckim systemem gazowym);
- 5) wstępnie omówiono, jak operator systemu przesyłowego i WSG widzi system przesyłowy i dystrybucyjny do 2030 roku. Temat ten ma być rozważany na kolejnych spotkaniach.
- 6) pomiary ilości i rejestrowanych mocy na stacjach pomiarowych wysokiego ciśnienia w punktach wyjścia z systemu przesyłowego: strony ustaliły, że tematyka ta będzie szerzej poruszona na oddzielnym spotkaniu zaplanowanym na I kwartał 2011 roku.

To było bardzo owocne i konstruktywne spotkanie. Obie strony wykazały wolę zrozumienia wzajemnych interesów i uwarunkowań. Robocze spotkania WSG i GAZ-SYSTEMU (co najmniej jedno w kwartale lub – z udziałem członków zarządów spółek – co najmniej raz w roku) pozwolą na zharmonizowanie przedsięwzięć inwestycyjnych. Zwiększy to nie tylko stopień bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców, ale również techniczne możliwości dostaw gazu ziemnego oraz dostęp użytkowników do sieci gazowej. ■

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

Głównym tematem rozmów była koordynacja planów rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

Kolejne projekty inwestycyjne

Małgorzata Polkowska

Prawie 430 mln złotych ze środków Unii Europejskiej na kolejne projekty inwestycyjne GAZ–SYSTEM S.A. – Gazociągi Szczecin–Gdańsk, Gustorzyn–Odolanów i Polkowice–Żary dofinansowane z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” (POIiŚ).

Kolejne projekty inwestycyjne Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. pozyskały finansowanie ze środków unijnych. 24 listopada 2010 roku spółka podpisała z Instytutem Nafty i Gazu (instytucja wdrażająca) umowy na dofinansowanie projektów „Gazociąg Szczecin–Gdańsk”, „Gazociąg Gustorzyn–Odolanów” oraz „Gazociąg Polkowice–Żary” w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” 2007–2013.

– Łączna wartość dofinansowania naszych projektów w ramach kilku programów UE sięga prawie 2 mld zł, przy nakładach inwestycyjnych w wysokości 8 mld zł. Pozyskanie środków unijnych na współfinansowanie naszych przedsięwzięć pozwoli nam znacząco obniżyć wydatki na zaplanowane projekty. Bezwrotne dotacje z UE obniżą poziom bazy, która jest podstawą do kalkulowania taryf za przesył gazu. Oznacza to, że w konsekwencji każdy odbiorca gazu zapłaci za jego przesył mniej niż w przypadku, gdyby całość inwestycji była finansowana ze środków własnych lub kredytów bankowych – powiedział **Jan Chadam, prezes zarządu GAZ–SYSTEM S.A.**

Gazociąg Szczecin–Gdańsk – o długości 265 km – będzie zlokalizowany w województwach zachodniopomorskim i pomorskim. **Gazociąg Gustorzyn–Odolanów** – o długości 168 km – będzie przebiegał przez województwa kujawsko-pomorskie i wielkopolskie, a gazociąg Polkowice–Żary – o długości 66 km – będzie zlokalizowany na obszarze województw dolnośląskiego i lubuskiego. Realizacja powyższych projektów jest istotnym elementem wzmocnienia bezpieczeństwa przesyłu gazu na terenie Polski i stworzenia technicznych możliwości transportu gazu z nowych kierunków.

Przedmiotem zawartych umów z Instytutem Nafty i Gazu jest udzielenie dofinansowania z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na budowę gazociągów:

- Szczecin–Gdańsk w wysokości 226,9 mln PLN,
- Gustorzyn–Odolanów w wysokości 175,5 mln PLN,
- Polkowice–Żary w wysokości 25,6 mln PLN.

Szacunkowa wartość netto inwestycji dla gazociągu Szczecin–Gdańsk wynosi 929 mln PLN, dla gazociągu Gustorzyn–Odolanów – 38 mln PLN, a dla gazociągu Polkowice–Żary – 81 mln PLN.

Dla wszystkich gazociągów zapadła już decyzja środowiskowa, a opracowywana jest dokumentacja projektowa. Termin zakończenia projektu budowlanego i wykonawczego, wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę, przewidziany jest: dla gazociągu Szczecin–Gdańsk, odcinek Płoty–Karlino – na marzec 2011 r., a dla pozostałych odcinków – na drugą połowę 2011 r., dla gazociągu Gustorzyn–Odolanów – na kwiecień 2011 r., a dla gazociągu Polkowice–Żary – na październik 2011 r.

Zakończenie budowy gazociągu Szczecin–Gdańsk planowane jest na 2013 rok, gazociągu Gustorzyn–Odolanów – na 2014 rok, a gazociągu Polkowice–Żary – na 2014 rok.

W ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” 2007–2013 (PO IiŚ) realizuje się duże inwestycje infrastrukturalne w zakresie ochrony środowiska, transportu, energetyki, kultury i dziedzictwa narodowego, ochrony zdrowia oraz szkolnictwa wyższego. Z funduszy programu dofinansowane są już gazociągi Włocławek–Gdynia (31 mln zł) oraz Jeleniów–Dziwiszów (65 mln zł). Poza tym na liście podstawowej inwestycji GAZ–SYSTEM S.A. planowanych do dofinansowania przewidziane są jeszcze gazociągi Szczecin–Lwówek oraz Rembelszczyzna–Gustorzyn. Planowana kwota dofinansowania inwestycji GAZ–SYSTEM S.A. znajdujących się na liście podstawowej PO IiŚ to około 800 mln zł. Ponadto, na liście rezerwowej znajdują się gazociągi: Strachocina–Pogórska Wola, Hermanowice–Strachocina, Zdzieszowice–Wrocław, Skoczów–Komorowice–Oświęcim.

GAZ–SYSTEM S.A. planuje wybudowanie do 2014 roku ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych. Najważniejsze z nich powstaną w północno-zachodniej i środkowej Polsce (Szczecin–Lwówek, Świnoujście–Szczecin, Szczecin–Gdańsk, Włocławek–Gdynia, Rembelszczyzna–Gustorzyn, Gustorzyn–Odolanów) oraz na Dolnym Śląsku. Obecnie budowany jest ostatni odcinek gazociągu Włocławek–Gdynia. Pozostałe gazociągi w północno-zachodniej i środkowej Polsce są na etapie opracowywania dokumentacji projektowej, obejmującej projekt budowlany i wykonawczy wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę. Opracowanie dokumentacji projektowej zostanie zakończone w 2011 roku, a następnie będą ogłoszone przetargi na budowę tych gazociągów.

GAZ–SYSTEM S.A. realizuje także budowę nowego połączenia międzysystemowego Polska–Czechy. ■

GAZ–SYSTEM S.A. operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego

Małgorzata Polkowska

17 listopada 2010 r. prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ–SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r. GAZ–SYSTEM S.A. jest spółką Skarbu Państwa i operatorem krajowego systemu gazociągów przesyłowych o długości prawie 10 tys. km.

– *Jesteśmy dobrze przygotowani do sprawowania funkcji operatora na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, bo podobne zasady związane z obowiązkami informacyjnymi i zapewnieniem swobodnego dostępu zainteresowanych firm do infrastruktury przesyłowej, wynikające z prawa unijnego i krajowego, wdrożyliśmy i stosujemy dla prawie 10 tys. km krajowych gazociągów przesyłowych* – powiedział Jan Chadam, prezes zarządu GAZ–SYSTEM S.A.

– *Dzisiejsza decyzja prezesa URE pozwoli nam pełnić funkcję operatora na odcinku gazociągu tranzytowego w Polsce na podstawie umowy, którą wcześniej podpisaliśmy z jego właścicielem. Rozpoczynamy teraz prace nad przygotowaniem praktycznych procedur (m.in. kodeksu sieci) umożliwiających realizację umowy i gwarantujących swobodny dostęp do wolnych mocy przesyłowych w gazociągu jamalskim* – dodał Jan Chadam.

25 października 2010 r. GAZ–SYSTEM S.A. oraz EuRoPol Gaz s.a. (właściciel polskiej części gazociągu jamalskiego) podpisały umowę o powierzeniu funkcji operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał – Europa. Umowa została zawarta do końca 2019 roku i ustala zasady pełnienia przez GAZ–SYSTEM S.A. funkcji operatora gazociągu jamalskiego na terenie Polski oraz na poziomie korporacyjnym definiuje wzajemne relacje pomiędzy operatorem gazociągu a jego właścicielem. Dokument określa zarówno obowiązki GAZ–SYSTEM S.A. jako operatora polskiego odcinka gazociągu tranzytowego, jak i obowiązki EuRoPol Gaz s.a. jako właściciela tej infrastruktury.

Zgodnie z postanowieniami umowy, do obowiązków spółki GAZ–SYSTEM S.A. będzie należało sterowanie pracą gazociągu jamalskiego na terenie Polski oraz współpraca z operatorami systemów przesyłowych krajów ościennych bezpośrednio połączonych z gazociągiem tranzytowym (Bieltransgaz na Białorusi oraz Wingas w Niemczech). Operator zapewni również bezpieczeństwo funkcjonowania gazociągu poprzez zarządzanie i nadzór nad pracami eksploatacyjnymi i remontowymi. Obowiązkiem GAZ–SYSTEM S.A. będzie także dostarczenie użytkownikom systemu informacji o warunkach

świadczenia usług i wolnych mocach przesyłowych w gazociągu jamalskim. Informacje te będą publikowane na stronie internetowej operatora. Nowe umowy na przesył gazu, w ramach udostępnionych wolnych przepustowości, będzie zawierał i realizował GAZ–SYSTEM S.A.

Na początku przyszłego roku GAZ–SYSTEM S.A. rozpocznie publikowanie wymaganych prawem informacji o planowanych remontach na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, punktach łączących z systemem przesyłowym innego operatora oraz informacji o jakości gazu.

Najpóźniej w I kwartale 2011 roku GAZ–SYSTEM S.A. rozpocznie publikowanie informacji o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej dla właściwych punktów wejścia i wyjścia oraz wskaźnika maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności przesyłowej. Zakres oraz sposób publikacji tych informacji będzie zatwierdzał prezes URE.

Przygotowana zostanie także instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, zawierająca między innymi zasady świadczenia usług przesyłania z wykorzystaniem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, w tym również zasady zawierania umów przesyłowych oraz sposób rozliczania się za usługi świadczone przez operatora. Instrukcja będzie zawierała pełny katalog usług świadczonych przez operatora na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, niedyskryminacyjne mechanizmy alokacji dostępnej zdolności przesyłowej, zasady zarządzania ograniczeniami w przesyśle oraz zasady bilansowania i opłaty za niezbilansowanie. Instrukcję zatwierdzi prezes Urzędu Regulacji Energetyki po przeprowadzeniu konsultacji dokumentu z uczestnikami rynku. Przygotowanie, konsultowanie i złożenie dokumentu do zatwierdzenia przez prezesa URE nastąpi najpóźniej w II kwartale 2011 r.

Po zatwierdzeniu instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej przez prezesa URE, GAZ–SYSTEM S.A. rozpocznie oferowanie na niedyskryminacyjnych zasadach niezakontraktowanej przepustowości w polskim odcinku gazociągu jamalskiego. ■



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

Jesteśmy dobrze przygotowani do sprawowania funkcji operatora na polskim odcinku gazociągu jamalskiego.

Odbiorcy gazu pytają o energetykę

Rozmowa z **KRZYSZTOFEM NOGA**,
dyrektorem handlowym w spółce PGNiG Energia SA



Mija rok od czasu, gdy kierowany przez pana departament rozpoczął przygotowania do działania na rynku energii elektrycznej. Co może przynieść ten handel dla takiego gazowego przedsiębiorstwa jak PGNiG SA?

Rzeczywiście, rok temu zaczęliśmy tworzyć podwaliny handlu energią elektryczną w GK PGNiG SA. Strategia zakłada intensywny rozwój elektrowni gazowych i tę aktywność powierzone PGNiG Energia SA. Zatem naturalną konsekwencją jest przygotowanie się do samodzielnego działania na polskim rynku hurtowym energii elektrycznej, by móc sprzedawać energię z własnych źródeł, zwłaszcza z takich projektów jak Stalowa Wola czy Gdańsk. Gdybym miał oceniać ten zakres zadań, to muszę powiedzieć, że jest on jednym z bardziej wymagających, bowiem wiąże się z negocjacjami warunków współpracy z firmami, które na rynku energii działają od lat i mają za sobą wieloletnie doświadczenie w tworzeniu kontraktów długoterminowych.

Ale konkurencja nie oznacza, że stoicie na przegranej pozycji?

Oczywiście, że nie. Kontrakty długoterminowe w Polsce to problem szeroko znany. Zwłaszcza ich ujemne skutki dla liberalizacji rynku. Negocjując nasze umowy, dostrzegam podobieństwo uwarunkowań do tamtych umów. Z tą tylko różnicą, że tym razem adresatem wszystkich ryzyk rynkowych nie jest już Skarb Państwa, ale inwestorzy, czyli także PGNiG i PGNiG Energia. Zatem głównym obszarem naszych zmagania jest równomierne rozłożenie ryzyka rynkowego i inwestycyjnego na PGNiG i naszych partnerów. Musimy również brać pod uwagę uwarunkowania negocjacyjne, w których działamy. Po pierwsze, oddziałuje na nas wewnętrzna presja związana z chęcią rozwoju rynku gazu, a niewątpliwie powstanie elektrowni gazowej oznacza znaczny wzrost popytu na gaz. Po wtóre, istnieje trudność w percepcji i oszacowaniu jednoznacznych skutków poszczególnych zapisów w kontraktach i tu rodzi się pytanie o sposób wyceny ryzyka i poziomu niepewności parametrów ekonomicznych inwestycji. Nasza pozycja w tych negocjacjach jest całkiem niezła, ponieważ po swojej stronie mamy wystarczające doświadczenie specjalistów oraz unikalną wiedzę o rynku gazu. Druga ważna kwestia to optymalizacja gospodarki energetycznej. Ten zakres zadań handlowych stawianych przed naszą firmą najszybciej pokazał, jakie efekty może przynieść wspólna polityka handlowa w GK PGNiG SA. Dzięki temu, że naszym kompetencjom zaufała Wielkopolska Spółka Gazownictwa, zainicjowaliśmy w grupie proces redukcji cen energii elektrycznej,

a kontrakt z WSG zadziałał jak katalizator tego procesu. A było o co walczyć, dla niektórych spółek wynegocjowaliśmy ceny nawet o 20% niższe od obowiązujących obecnie.

Czy to oznacza, że będziecie świadczyć usługi brokerskie i że PGNiG Energia nie będzie sprzedawać energii do grupy?

Naturalnie, że będzie. W 2010 roku około 25% energii sprzedane będzie za pośrednictwem PGNiG Energia, będziemy to sukcesywnie rozszerzać na całą GK. To jest nasz cel na rok 2011. Zaczęliśmy nasze działania optymalizacyjne od usługi brokerskiej z dwóch powodów. Na początku roku nie mieliśmy koncesji i sprzedaż była z formalnych względów niemożliwa. Poza tym chcieliśmy, by uporządkowanie dotychczasowych umów na zakup energii wykonały za nas firmy energetyczne, które zwyciężyły w postępowaniach przetargowych. W ten sposób uzyskaliśmy dla spółek dystrybucyjnych szybki efekt finansowy, nie ponosząc żadnego ryzyka operacyjnego. Można powiedzieć, że obecnie spółki dystrybucyjne są „przygotowane”, by w przyszłym roku wprowadzić je do jednej puli zakupowej, gdzie dostawcą będzie PGNiG Energia.

Czy takie pośrednictwo nie podniesie kosztów zakupu? Przecież będziecie chcieli dołożyć swoją marżę.

Rzeczywiście, cena to główny temat naszych dyskusji. Z całą pewnością mogę jednak powiedzieć, że konsolidacja działalności handlowej w jednej komórce organizacyjnej przynosi najlepsze efekty, choć jednocześnie napotyka największy opór podczas wdrażania. Pamiętajmy, że niebawem, bo w połowie 2011 roku, zacznie działać w Wierzchowicach elektrownia o mocy 30 MW, a to sprawi, że dla GK PGNiG optymalizacja zasobów energetycznych będzie miała wymiar najkorzystniejszej sprzedaży własnej energii, a nie zakupu. Całe zapotrzebowanie na energię nie przekroczy 1/3 zdolności produkcyjnych tej elektrowni. Dodam jeszcze, że strategia przewiduje powstanie kolejnych elektrowni, one będą budowały nasz potencjał rynkowy, co stanowić będzie ambitne wyzwanie optymalizacyjne, ponieważ produkcja energii w tych źródłach będzie zdeterminowana procesami górniczymi lub magazynowymi, praktycznie niepowiązanymi z popytem na energię w GK. Jestem przekonany, że zarządzanie takim portfelem przyniesie dodatkową wartość dla Grupy PGNiG, a naszą marżę zamierzamy budować na działalności na rynku energii w Polsce i Europie.

Spółka ma dopiero rok i robi pierwsze kroki na polskim rynku energii, czy rynek europejski nie jest zbyt wielkim wyzwaniem?

Na niemieckiej giełdzie energii jesteśmy od maja. Można powiedzieć, że PGNiG Energia szybciej zaczęła działalność na niemieckim rynku energii niż na polskim. Przyczyna tego tkwi wyłącznie w złożoności procedur i koncesjonowaniu działalności związanej z handlem energią w Polsce.

Oczywiście, podchodzimy z respektem do tego rynku, wdrożyliśmy jeden z lepszych mechanizmów zarządzania ryzykiem w handlu energią, jakie obecnie funkcjonują w polskich firmach tradingowych działających na rynku energii, nasi pracownicy zdobyli uprawnienia do handlu na giełdzie niemieckiej, a proces wchodzenia na rynek ma rozbudowany etap treningowy.

Udział w rynku europejskim ma dla strategii handlowej kluczowe znaczenie, ponieważ zakładamy, że energię z naszych źródeł będziemy sprzedawać na rynku niemieckim, a także dlatego że nasza obecność będzie niezbędna dla zawierania transakcji typu swap gaz–energia. Polegają one na dostarczeniu gazu do jakiejś elektrowni w Europie i odebraniu ekwiwalentu tego gazu w energii elektrycznej w Polsce. To jest jeden ze sposobów rozwiązania problemów wynikających z ograniczeń połączeń systemów przesyłowych energii elektrycznej lub sieci przesyłu gazu.

Myślę, że w 2011 roku przygotujemy taką próbną transakcję, ale wdrożenie tego projektu będziemy musieli zacząć od decyzji, skąd ma pochodzić gaz.

Czy to oznacza, że spółka będzie działać na rynku gazu w Niemczech?

Zdecydowanie nie. Jesteśmy uczestnikiem giełdy energii w Niemczech i niejako „w pakiecie” mamy dostęp do rynku gazu. Nie zawieramy transakcji na tych produktach, jednak jeśli będzie taka potrzeba, spółka jest w stanie w dwa tygodnie rozpocząć działalność handlową na niemieckim rynku gazu. Gdy działa się na rynku energii w Europie, rozszerzenie portfela o gaz nie stanowi żadnego problemu. Zasady handlu, analiza trendów cenowych i wyceny produktów są bardzo podobne. Obserwujemy to na co dzień, bowiem giełda EEX bardzo aktywnie rozwija swoją ofertę w obszarze produktów gazowych. Oceniam, że to dobry moment, by rozpocząć działanie na niemieckim rynku gazu – jednym z najlepiej rozwiniętych w Europie.

Jaki będzie rok 2011 dla tradingu spółki PGNiG Energia? Czy będzie to kolejny rok budowania kompetencji i rozwijania dostępu do nowych produktów i rynków, czy raczej zaczniecie działalność handlową polegającą na sprzedaży detalicznej i hurtowej na rynkach, do których spółka ma już dostęp.

W 2011 roku czekają na nas wyzwania sprzedażowe. Jeśli w tym czasie pojawi się konieczność uzyskania dostępu do kolejnego rynku czy placu handlowego, to, oczywiście, to zrobimy, jednak dzisiaj spółka dysponuje wystarczająco szerokim dostępem do rynku hurtowego energii elektrycznej, by przedstawiać konkurencyjną ofertę odbiorcom energii. Nie mam wątpliwości, że najważniejszy jest rynek detaliczny, to na nim generowana jest atrakcyjna marża na energii elektrycznej. Nasza spółka powinna jak najszybciej rozpocząć pozycjonowanie się na rynku

energii, ponieważ mijają już dwa lata od uwolnienia cen na rynku detalicznym energii elektrycznej i niedługo zaistnienie na tym rynku będzie jeszcze trudniej. Nie wolno tego przegapić. W ostatnim roku miałem okazję uczestniczyć w wielu rozmowach z największymi odbiorcami gazu, którzy wyrażali wielkie zainteresowanie współpracą w zakresie handlu energią, zamierzamy skierować naszą ofertę właśnie do tych klientów.

Czy to oznacza, że nie będziecie kierować swojej oferty najpierw do Grupy PGNiG?

Jestem realistą i wiem, że jeśli przyjmemy sugerowaną przez pana kolejność, możemy stracić wiele czasu na przekonywanie do naszej oferty. Jeśli zdobędziemy klientów na rynku zewnętrznym, będzie to dla nas najlepsza rekomendacja wśród spółek grupy, a nasze ceny będą mogły posłużyć jako punkt odniesienia do oceny jakości zakupu energii przez GK. Myślę, że bez względu na to, czy będziemy dostarczać energię do GK czy nie, nasza działalność na rynku detalicznym pozytywnie wpłynie na optymalizację kosztów energii elektrycznej kupowanej na rynku.

A więc chodzi o jeden trading w Grupie PGNiG SA?

Działalność tradingowa jest niezmiernie ważna dla konstruowania atrakcyjnych ofert i budowania wysokiej marży na energii elektrycznej. Bez dobrze działającego tradingu nie będzie sukcesu na rynku detalicznym, jednak nadużyciem byłoby twierdzenie, że trading wnosi istotny składnik marży, może z wyjątkiem handlu transgranicznego. Naszą działalność na rynku niemieckim postrzegamy właśnie jako niezbędny element dla transakcji eksportowych i importowych.

Z ogólnodostępnych informacji wiadomo, że nowa spółka – POGC Trading – ma koncentrować się na niemieckim rynku detalicznym, a nas na tym rynku nie ma. Z chwilą, kiedy pojawią się operacyjne struktury tej spółki, nasza spółka przygotuje ofertę współpracy i korzystania z posiadanych przez PGNiG Energia zasobów na niemieckim rynku hurtowym. Co z tego wyniknie, trudno wyrokować, jednak z własnego doświadczenia wiem, że docelowo w GK PGNiG pozostanie jeden trading gazu i energii. Choć zdaję sobie sprawę, że dzisiaj brzmi to niemal jak herezja, to wnioski z praktyk największych koncernów energetycznych działających w Polsce i Europie potwierdzają tę tezę.

Kiedy zatem możemy spodziewać się produktu gaz + energia w ofercie spółki?

PGNiG Energia SA jest spółką, która ma koncesję wyłącznie na handel energią elektryczną, więc z formalnego punktu widzenia nie mamy takiej możliwości. Oferta Dual Fuel będzie niewątpliwie bardzo dobrze przyjęta przez klientów i myślę, że tylko tego typu oferta może realnie zagrozić wielkim grupom energetycznym działającym na polskim rynku energii. Nasza spółka do tego produktu z całą pewnością będzie wnosić produkt energetyczny i właśnie w tym zakresie prowadzimy wszystkie prace. Mam nadzieję, że już niedługo będziemy mogli „dodać” nasz energetyczny produkt do oferty gazowej. ■

Rozmawiał
Adam Cymer

Konsekwentnie dywersyfikujemy działalność

Rozmowa z **Pawłem Wilczyńskim**, prezesem Zarządu ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu



Od lewej: Szymon Szurkowski, dyrektor Pionu Wykonawstwa Gazowniczego, Maria Grzybowska, dyrektor Pionu Finansowo-Księgowego, Paweł Wilczyński, prezes zarządu, Marcin Jancy, dyrektor Pionu Wykonawstwa Wodno-Kanalizacyjnego.

Firma występuje pod nazwą ZRUG, a nie Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych.

W 1993 r. przyjęto skrót ZRUG jako nazwę własną, pod którą ukryta jest marka ciesząca się od wielu lat dobrą opinią.

Początkowo zajmowaliście się remontami urządzeń gazowniczych i uszczelnianiem starych, jeszcze żeliwnych gazociągów.

Po kilku latach zaczęliśmy przede wszystkim budować gazociągi wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia z tworzyw sztucznych, dokonywać wymiany starych gazociągów na nowe i budować infrastrukturę potrzebną do funkcjonowania sieci gazowych. Dokonaliśmy praktycznie całkowitej wymiany parku maszynowego i sprzętu, dostosowując go do nowych wyzwań i potrzeb. Opanowaliśmy nowe techniki spawania i technologie bezwykopowej wymiany lub renowacji rur gazowych, kanalizacyjnych i wodociągowych. Posiadamy pełne, nowoczesne oprzyrządowanie, pozwalające na wykonywanie wysoce specjalistycznych prac. Nasi pracownicy legitymują się uprawnieniami do wykonywania i dozoru prac prowadzonych najnowszymi światowymi technikami.

W ostatnich latach wybudowaliśmy łącznie ok. 250 km gazociągów wysokiego ciśnienia o średnicach od DN100 do DN500. Przeprowadziliśmy też kompleksowe gazyfikacje 8 gmin.

Ostatnio coraz więcej miejsca w waszym portfelu zleceń zajmują inwestycje związane z obiektami komunalnymi – sieciami wodno-kanalizacyjnymi.

Rynek jest trudny, więc dywersyfikujemy działalność. Chcemy jeszcze lepiej wykorzystywać nasz bogaty potencjał ludzki i techniczny. Stąd rozszerzenie profilu prac o realizację obiektów chroniących środowisko, a więc systemów odbioru i oczyszczania ścieków oraz zakładów unieszkodliwiania odpadów stałych. Koncentrujemy się na dużych, rozległych sieciach wodociągowych i kanalizacyjnych. Kolejną grupą obiektów komunalnych, które obecnie realizujemy to zakłady gospodarki odpadami stałymi: sortownie i składowiska odpadów.

Chciałbym tu położyć nacisk na konsekwentną dywersyfikację obszaru działania. Ta konsekwencja zaowocowała zadaniami w nowym obszarze, tj. przy budowie obiektów gospodarki paliwami płynnymi. Zrealizowaliśmy wiele budów dla PERN „Przyjaźń”.

Przy tak szerokim spektrum działalności niezbędny jest element spajający te odmienne dziedziny.

To prawda. Dla nas takim „zwnornikiem” jest System Zintegrowanego Zarządzania, który obejmuje zarządzanie jakością, zarządzanie w procesach spawalniczych, zarządzanie środowiskowe, zarządzanie bezpieczeństwem i higieną pracy. Posiadamy certyfikaty zgodności z następującymi norma-

mi: PN-EN ISO 9001: 2008, PN-EN ISO 14001: 2005, PN-N 18001: 2004, AQAP 2110: 2009.

Mamy też wymagany przy dostawach produktów i usług dla NATO certyfikat AQAP 110 oraz kod NCAGE – firmy dopuszczonej do wykonywania prac w zakresie systemów energetycznych na terenie państw NATO.

Jakie realizowane w ostatnim okresie inwestycje uznajecie państwo za najbardziej znaczące?

Budowę ropociągu DN 800 PN 6,3 MPa o długości ok. 20 km wraz z towarzyszącymi obiektami inżynierskimi w ramach zadania „Rurociąg relacji Adamowo–Plebanka oraz kabel światłowodowy dla odcinka wschodniego Rurociągu „Przyjaźń”. Zadanie zrealizowano w terminie umownym, przy czym komisja odbiorowa oceniła przedmiot umowy w zakresie technicznym jako bardzo dobry.

Zadanie to miało dla nas przełomowe znaczenie. Wdrożyliśmy technikę półautomatycznego spawania graniowego – met STT umożliwiającą uzyskanie dużego tempa prac, wysoką jakość spoiny, a zarazem niski poziom wadliwości. Zagadnieniem wartym zauważenia – głównie ze względu na skalę – jest wykonanie głównej próby wytrzymałości i szczelności rurociągu o długości ok. 64 km, badanie wybudowanego rurociągu przy użyciu tłoków inteligentnych.

Budowa w ramach konsorcjum: ZRUG Poznań, BUG Gazobudowa Zabrze, ZRUG Toruń, gazociągu wysokiego ciśnienia PN300/250 relacji Bytów–Słupsk, ok. 78 km dla Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. to również inwestycja, o której muszę wspomnieć, podobnie jak o budowie gazociągu wysokiego ciśnienia DN200 relacji Witkowo–Trzemeszno, ok. 20 km i stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia dla Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Chciałbym wskazać również na wykonanie adaptacji urządzeń gazowych na gaz G-Z 50 dla części aglomeracji poznańskiej. Przewidujemy 108 869 urządzeń dla 79 592 odbiorców na zamówienie PGNiG SA.

Godne uwagi projekty w segmencie obiektów komunalnych to wymiana przewodów wodociągowych z azbestocementu, kontrakt zrealizowany dla Miejskich Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Bydgoszczy, prowadzony był na podstawie procedury „żółtego” FIDIC’-a, to jest „zaprojektuj i wykonaj”. Swoim zakresem obejmował budowę ponad 100 km sieci wodociągowej wraz z przyłączami. Do tego segmentu należy również realizacja kontraktu dla Bytomskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. na podstawie procedury „czerwonego” FIDIC’-a, prowadzonego na terenie szkód górniczych, a obejmującego łącznie prawie 7 km kanałów kanalizacji sanitarnej i deszczowej.

Jak współpracuje się z sektorem gazowym?

Sektor gazowy jest środowiskiem, z którego ZRUG się wywodzi, więc jest nam doskonale znany. Obserwujemy naturalne zmiany sektora gazowego, będące skutkiem transformacji naszej gospodarki, jej dostosowywania się do wymagań globalizującego się rynku, a zwłaszcza rynku unijnego. Podobnie jak inne sektory, sektor gazowy stawia coraz wyższe wymagania szczególnie w zakresie jakości, tempa realizacji zadań i optymalizacji kosztów realizacji – ceny. W mojej ocenie, cechą charakterystyczną rynku zadań liniowych (zarówno branży gazowej, jak i komunalnej) ostatnich lat jest znaczne nasilenie problemów formalnoprawnych związanych z dostępem do terenu pod sieci, a zarazem brak skutecznych rozwiązań prawnych oraz widoczna słabość struktur państwowych przy odpowiedniej egzekucji decyzji administracyjnych i wyroków sądowych w tym zakresie.

Co jest największym plusem ZRUG-u?

Załoga. Jestem dumny z naszych pracowników, z ich postawy i zawodowych umiejętności. Nasz 150-osobowy zespół podejmuje się najtrudniejszych zadań. Z powodzeniem. ■

Rozmawiał **Marcin Polak**

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

przepisów unbundlingu (rozdzielenia) dla „małych” graczy rynkowych, uproszczenia procedur koncesyjnych i wyznaczenia operatorów.

Prace prowadził również zespół ds. inteligentnego opomiarowania, o czym szerzej napiszemy w kolejnym „Przeglądzie Gazowniczym”.

Ponadto, IGG wystąpiła do MF o utrzymanie „zerowej” stawki podatku akcyzowego na CNG po roku 2013.

Początek roku 2011 zapowiada się dla IGG również pracowicie. W styczniu 2011 roku wszystkich zainteresowanych zapraszamy na międzynarodowe seminarium w Zakopanem. Odbędzie się ono

pod hasłem „Klient – wpływ na przemianę na rynku gazu”. Gościem honorowym, a jednocześnie prelegentem będzie Jean Marie Davos, były sekretarz generalny Eurogas. Postara się on odpowiedzieć na pytanie: czy Unia Europejska ma właściwą politykę w zakresie gazu ziemnego? Podczas seminarium zostaną również wygłoszone referaty dotyczące rozwoju rynku spotowego na Słowacji, umowy gazowej polsko-rosyjskiej, a A. Potetzki z Niemiec przedstawi (z perspektywy Niemiec) informacje dotyczące rynku gazu do 2015 roku w zakresie nadpodaży gazu, konkurencji i oczekiwań klienta.

Przewidujemy, że 29 marca 2011 r. odbędzie się Walne Zgromadzenie Człon-

ków IGG, które podsumuje dotychczasową działalność oraz wskaże kierunki dalszych prac.

13–14 kwietnia 2011 roku zapraszamy wszystkich do Kielc, gdzie po raz kolejny odbędzie się Targi EXPO-GAS. Podczas targów będzie można zapoznać się z nowościami technicznymi w zakresie produktów i usług firm branży gazowniczej oraz zasięgnąć informacji o perspektywach dla rozwoju rynku CNG w Polsce. Tematyka ta zostanie poruszona m.in. podczas towarzyszącej targom konferencji. Szczegółowe informacje dotyczące targów EXPO-GAS znajdują się na stronach internetowych IGG.

Agnieszka Rudzka

Odkrywca złóż ropy w Borysławiu

Ewa Król

Gdy mówimy o historii przemysłu naftowego, która dała początek erze nowych paliw: ropy naftowej i gazu ziemnego, myślimy – Ignacy Łukasiewicz. W historii polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego jest postać, która zasługuje na równie wielką pamięć i szacunek. To Władysław Długosz.



Urodził się w 1864 roku w Krakowie. W 1882 roku ukończył tu Wyższą Szkołę Realną. Z Krakowa wyjechał na studia techniczne do Pragi. W 1887 r. przyjechał do Siar, małej miejscowości pod Gorlicami, w której rozpoczął pracę w kopalni ropy naftowej, przechodząc wszystkie szczeble kariery – od pomocnika kowala do kierownika kopalni ropy naftowej. Po zdobyciu doświadczenia postanowił

zainwestować we własną kopalnię, jednak nieudane wiercenia doprowadziły go do bankructwa.

W tym czasie w Siarach i Sękowej działalność wiertniczą i wydobywczą prowadził dziedzic Siar, Władysław Dembowski, któremu również nie sprzyjało szczęście w interesach. Władysław Długosz na początku swego pobytu w Siarach poznał Kamilę Dembowską, najstarszą z czterech córek Dembowskiego. Wkrótce znajomość ta przerodziła się w miłość. W tym miejscu nie od rzeczy będzie wspomnieć, że Długosz, zakładając własną kopalnię w Siarach, popadł w niełaskę u Dembowskiego, który widział w młodym, dynamicznym 26-letnim mężczyźnie groźnego konkurenta naftowego. Może dlatego niechętnie patrzył na jego zaloty do córki. Jak się później okazało, miłość przystojnego Władysława została odwzajemniona. Kamila Dembowska, zakochana bez granic w przystojnym młodzieńcu, nie zważała na sprzeciw ojca. Wiosną 1891 r. stanęli na ślubnym kobiercu. Świadcami na ślubie byli gorliccy naftowcy: William Henry Mac Garvey i Wojciech Biechoński (burmistrz miasta Gorlice).

Bankructwo kopalni w Siarach spowodowało, że Długosz zatrudnił się u znanego kanadyjskiego przemysłowca Mac Garveya, od którego nauczył się nowej, postępowej metody wiercenia. Uzbrojony w kompletny ryg wiertniczy rozpoczął poszukiwanie ropy w Borysławiu. Mimo bardzo trudnych warunków geologicznych, podczas wiercenia pierwszego szybu „Na Potoku”, dzięki zastosowaniu wynalazków

i udogodnień własnego pomysłu, uzyskał w nim przemysłowy przyływ ropy w ilości 40 t/dobę.

Od 1896 roku rozpoczął się najświetniejszy okres w życiu zawodowym Długosza – awansował u Mac Garveya na dyrektora kilku kopalń w Borysławiu, który wraz z sąsiednimi Tustanowicami stał się wiodącym regionem wydobycia ropy naftowej, tworząc tzw. Wschodnie Zagłębie Naftowe (otwór „Wilno” w 1904 r. produkował 400 ton ropy/dobę, „Litwa” – 800 t/dobę, a słynny „Oil City” 2500 t/dobę). Z dyrektora Karpackiego Towarzystwa Naftowego W. Długosz stał się wielkim, samodzielnym polskim przemysłowcem. Dzięki niezwyklej energii, pracowitości i zdolnościom organizacyjnym przedsiębiorstwo stale się rozwijało, zwiększała się liczba pracowników, powstawały struktury administracyjne. Boom naftowy przekładał się na rozbudowę dróg, budowę sieci energetycznych, telefonicznych i telegraficznych.

Słynne są akcje W. Długosza propagowania i popularyzacji wykorzystania ropy naftowej, inicjatywy tworzenia polskich struktur Krajowego Związku Producentów Ropy (w czasach rozbiorowych!) oraz budowania nowych, znaczących spółek naftowych. W tym czasie Krajowe Towarzystwo Naftowe zaczęło popularyzować i propagować myśl stosowania ropy do celów opalowych. Niektóre fabryki (elektrownia we Lwowie, gorzelnie i młyny) zaczęły wprowadzać opalanie kotłów ropą naftową, lecz rosnąca gwałtownie produkcja wymagała szerszego stosowania ropy do tego celu. Na jednym z po-

siedzeń Krajowego Towarzystwa Naftowego uchwalono rozpoczęcie akcji mającej na celu nakłonienie rządu austriackiego do wprowadzenia opału ropnego w galicyjskich kolejach.

Kariera życiowa człowieka, który „odkrył” Borysław, nie ograniczyła się do przemysłu – wkroczyła w dziedzinę szerokiej działalności społecznej i politycznej.

Rozwijający się w niezwykle szybkim tempie przemysł naftowy, kopalniany i rafineryjny, budowa dużych rafinerii, budowa cukrowni w Przeworsku i Chodorowie, powstawanie innych dziedzin przemysłowych – oto rezultat pracy i prądów, jakie ożywiały ówczesne społeczeństwo. Tymczasem przedstawicielstwo w Sejmie Galicji, składające się prawie wyłącznie z wielkich i mniejszych właścicieli rolnych oraz sfer drobnomieszczańskich, nie było wiernym odbiciem stosunków krajowych.

W kraju rozumiano, że reprezentację sejmową należy uzupełnić i ożywić posłami ze sfer przemysłowych. Na posiedzeniach Krajowego Towarzystwa Naftowego mówiono o tym, że przemysł naftowy, mający już wówczas światową sławę, powinien mieć swoich obrońców w ciałach ustawodawczych, i zachęcano wybitniejszych przemysłowców do kandydowania w najbliższych wyborach. Dzięki temu w 1908 r. trzech kandydaci ze sfer naftowych – Długosz, Lewakowski i Zamoyski – zdobyli mandaty.



Mając potężne zaplecze materialne, Długosz związał się z ruchem ludowym i rozpoczął karierę polityczną – w 1908 r. został posłem do Sejmu Krajowego, a w 1911 r. posłem do Rady Państwa w Wiedniu. W 1911 roku stał się jednym z najważniejszych Polaków w Cesarstwie Austro-Węgierskim – został ministrem ds. Galicji. Do historii weszły jego słynne gorące, patriotyczne i odważne wystąpienia na forum Sejmu i Senatu.

Długosz był troskliwym pracodawcą, przyczyniał się do poprawy warunków pracy i życia nacierzy, budował mieszkania pracownicze, fundował budowę szkół powszechnych. W latach 1909–1923 piastował funkcję marszałka Rady Powiatowej w Gorlicach. Dbał o rozwój ekonomiczny i kulturalny powiatu gorlickiego. Z jego inicjatywy i często za jego prywatne pieniądze powstawały związki mleczarskie, domy ludowe, szkoły. Dla młodzieży wiejskiej uczącej się w mieście wybudował

dwa internaty. Był głównym inicjatorem powstania Okręgowego Towarzystwa Rolniczego i Spółki Handlowej „Sierp”. Długosz, dzięki swoim inicjatywom i dużej ofiarności, zyskiwał w Borysławiu coraz więcej uznania i popularności, czego najlepszym dowodem było wybranie go na czynnego, a następnie

honorowego prezesa tamtejszego „Sokoła”. W sali „Sokoła” społeczeństwo Borysławia powiesiło portret fundatora i prezesa Długosza. Za jego pieniądze zbudowano „Dom Sokoła” z pierwszym stałym kinem w Gorlicach i odbudowano całkowicie zniszczone przez Austriaków kościół pw. św. Filipa i Jakuba. Łożył także na odbudowę ze zniszczeń wojennych zabytkowych kościołów w Sękowej (jeden z nich jest obecnie na liście zabytków UNESCO).

W latach wielkiej wojny Długosz aktywnie uczestniczył w obronie praw ludności Galicji przed prześladowaniami, szykanami i zbrodniami armii austriackiej. Już podczas pierwszej wojny światowej przygotowywał podwaliny mającego się odrodzić państwa polskiego.

W czasach II Rzeczypospolitej również działał bardzo aktywnie. W 1921 roku polski rząd powierzył mu prezesurę Państwowej Rady Naftowej, a rok później został wybrany do Senatu RP z terenu województwa krakowskiego. Wybrano go także na prezesa Krajowego Towarzystwa Naftowego. Z okazji 30-lecia pracy zawodowej we Lwowie dla Władysława Długosza zorganizowano specjalny zjazd Krajowego Towarzystwa Naftowego, czemu poświęcono cały numer „Przemysłu Naftowego”.

W 1931 r. w uznaniu zasług otrzymał Krzyż Komandorski Polonia Restituta.

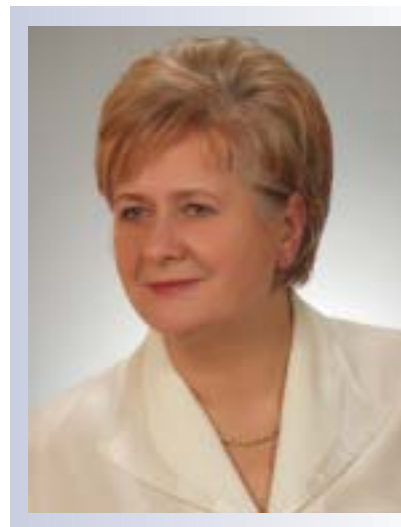
Władysław Długosz zmarł w 1937 roku w Krakowie. Jego pogrzeb w Sękowej był bardzo okazały i wzięły w nim udział szerokie rzesze wdzięcznego mu społeczeństwa oraz przedstawiciele dziesiątków urzędów i instytucji. Spoczywa w imponującym mauzoleum na cmentarzu w Sękowej. ■



Dama sukcesu bez parytetu

Adam Cymer

W debatach publicznych modny jest ostatnio problem parytetu. Panie uruchomiły wielkie akcje PR-owskie, by wesprzeć swoje dążenia do równouprawnienia. Są jednak przedstawicielki płci pięknej, które zdobyły wysoką i niekwestionowaną pozycję zawodową i społeczną nie dzięki parytetowi, a silnej osobowości, wiedzy i doświadczeniu. Do tego dość nielicznego grona należy **Teresa Laskowska**, do niedawna jedyna dama wśród elity zarządzających przedsiębiorstwami sektora gazowniczego.



Szkolne lata wcale nie wskazywały, że panna Tereska będzie kiedyś liderem zarządzania i to w przemyśle, w którym nie kobiety grają pierwsze skrzypce. Po prostu, dlatego że pierwsze sukcesy odnosiła w... muzyce i jej profesor włożył wiele wysiłku, by przekonać ją, że powinna rozwijać swój talent, kontynuując naukę poprzez kolejne szczeble szkolnictwa muzycznego. Nawet poważne rozmowy z rodzicami nie przyniosły jednak efektu. Pasja muzyczna była wielka, ale silniejsze okazały się zainteresowania matematyczno-przyrodnicze i jako szkoła średnia wybrana została nie szkoła muzyczna, a technikum, a dokładnie – znane warszawskie Technikum Mechaniki Precyzyjnej. Studia na wydziale inżynierii środowiska uzupełniły edukację na poziomie wyższym, choć trzeba od razu podkreślić, że to studentki nie satysfakcjonowało. Już podczas studiów chciała poznać nie tylko teorię projektowania, ale także praktyczną stronę realizacji projektów. Taką możliwość dała jej praca w biurze projektów, w pracowni instalacyjnej, która ujawniła, że od samej dokumentacji na papierze daleka droga do sukcesu, bo konieczna jest wiedza o realizacyjnej stronie projektów. Obejmując funkcję kierownika zespołu analiz i kosztorysowania, Teresa Laskowska odkryła jeszcze jedno oblicze procesu inwestycyjnego – koszty. Podejmując – jako kolejne – studia ekonomiczne chciała po prostu wie-

dzieć, jak ekonomizować procesy projektowe i inwestycyjne. – *Wybudować można wiele, ale trzeba wiedzieć, że pełną satysfakcję mamy dopiero wtedy, kiedy uzyskamy wymierny efekt ekonomiczny* – do dzisiaj twierdzi Teresa Laskowska. I dodaje: – *Powinniśmy tworzyć warunki kształcenia ekonomicznego dla inżynierów, by dać im możliwość osvajania się z myśleniem ekonomicznym w działalności projektowej. Realizacja projektów musi być bezwzględnie kojarzona z kalkulacją ekonomiczną. Dzisiaj każdy odpowiedzialny Project Manager powinien umieć ocenić ryzyko realizowanego zadania. Dlatego doceniam starania – poprzez uruchomienie studiów MBA – Izby Gospodarczej Gazownictwa w tym zakresie, choć sądzę, że również wskazane byłoby nauczanie inżynierów – obok wiedzy zarządczej – praktycznej ekonomii.*

Swoją wiedzę Teresa Laskowska wykorzystywała praktycznie najpierw w wielkiej warszawskiej firmie budowlanej, która realizowała obiekty PAN, budynki warszawskiej Akademii Medycznej czy Centrum Onkologii. – *Mam do nich szczególny sentyment* – powie po latach. Ale prawdziwego doświadczenia zawodowego nabyła dopiero wtedy, gdy rozpoczęła pracę w Energopolu Warszawa, który realizował obiekty dla sektora gazowniczego. To ta firma była partnerem PGNiG w przygotowaniu i realizacji wielkich inwestycji gazowni-

czych na terenach byłego Związku Radzieckiego w ramach tzw. umowy jamburgskiej, nadzorowanej przez PGNiG. Teresa Laskowska znalazła się wówczas w elitarniej, dziesięcioosobowej grupie przygotowującej warunki do realizacji tej umowy jako krajowy inwestor zastępczy. To było wielkie i skomplikowane zadanie, wymagające nie tylko olbrzymiej pracy projektowej, ale także rozliczeniowej, w której stronami była polska Komisja Planowania, a także PGNiG, Gazprom, Bank Handlowy i wielu kontrahentów po stronie rosyjskiej. Jednostką rozliczeniową był rubel transferowy, a ekwiwalentem dostawy rosyjskiego gazu. To było olbrzymie zadanie realizacyjne, logistyczne i ekonomiczne. Na trasie budowy powstawały nie tylko tysiące kilometrów gazociągów WC i dziesiątki stacji kompresorowych, ale także całe miasta, z budynkami mieszkalnymi, żłobkami, szkołami – jako infrastruktura dla realizowanych również przy naszym udziale, elektrowni (Kurzatów, Chmielnicka, Smoleńsk). Udokumentowanie i rozliczenie tego wielkiego przedsięwzięcia należało do Teresy Laskowskiej, co wymagało wielu miesięcy spędzonych na terenach budowy i to ona często towarzyszyła polskim delegacjom w wyprawach do Moskwy, by rozliczać kolejne etapy realizacji tego projektu ze stroną rosyjską. – *To było ogromne wyzwanie zawodowe, ale nauczyłam się zarządzać wielkimi projekta-*

mi i nabyłam doświadczenia w pracy z różnymi zespołami ludzkimi, a muszę wspomnieć, że w tym zespole nie było innych pań, a zatem to często na mnie spoczywał obowiązek łagodzenia napięć i zachowań nieuchronnych w tamtych, często polowych, warunkach – mówi dzisiaj. – Jaśniejszą stroną pobytu na terenach budowy było to, że mogłam zwiedzić ten kraj, być w wielu miejscach wówczas niedostępnych dla Polaków, jak Katyń i Smoleńsk czy inne ślady wielkich Polaków oraz Ural czy Soczi. Doświadczyc niezwykłego przeżycia, jakim jest wysłuchanie koncertu w lwowskiej filharmonii. I poznać ludzi, ich sposób myślenia i rozumienia ówczesnego świata, dzisiaj określanego jako „demoludy”. Ale tamten etap mojej zawodowej aktywności wymaga jednego jeszcze komentarza. Nie wiem, czy podołałabym tym wyzwaniom, gdyby nie mądra życzliwość mego męża i wielka pomoc teściowej, która poświęciła swoje życie zawodowe dla naszego domu.

Zawodowo rzecz ujmując, finał umowy jamburskiej to sukces inwestorów, jej projektantów i wykonawców. Jest jednak jeszcze jeden aspekt sprawy, często w polskich realiach niedoceniany – jak skosztować taki sukces poprzez mądre wykorzystanie wiedzy i doświadczenia ludzi, którzy byli jego twórcami. W tym przypadku – należy to z całą mocą podkreślić – zarówno PGNiG, jak i Energopol, wykazali się wielką mądrością i ludzi sprawdzonych z obydwu firm – zarówno z dużą wiedzą realizacji gazowych w kraju, jak i w umowie jamburskiej, niejako „z marszu” zatrudnili do przygotowania nowego projektu i powołania spółki do realizacji podziemnego magazynu gazu w kawernach solnych w Mogilnie. Powstałe zespoły zorganizowały pracę w zakresie swoich kompetencji i uruchomiły znane sobie procedury praktycznie już w momencie powstania spółki. – *Mogilno poprawia moje samopoczucie* – mówi Teresa Laskowska. – *To jest taka „perłka” myśli technicznej XX wieku, która daje poczucie satysfakcji, że w tym dziele jest jakaś częśćka mojej pracy.*

Pani prezes nie ukrywa, że kosztowało ją to wiele trudu, musiała nauczyć się zupełnie nowych rzeczy – dokumentacji geologicznej, techniki górniczej – bo wcześniej przecież zajmowała się bu-

downictwem kubaturowym i budową gazociągów.

Perturbacje własnościowe w spółce Investgas SA sprawiły, że akcjonariusze rozważali możliwość zakończenia jej misji. Wyzwaniem stało się przekonanie właścicieli, by uchronić jej kluczową wartość – ludzi, którzy dysponowali olbrzymią wiedzą w unikalnej dziedzinie – budowy magazynów gazu w kawernach solnych, wymagającej bardzo nowatorskich rozwiązań, wówczas będących nowością w Polsce. – *W tych zabiegach o utrzymanie firmy bardzo pomogli mi ludzie* – wspomina Teresa Laskowska. – *Mimo napięć, nikt nie odszedł z firmy, a zatem ocalał jej największy atut – kapitał intelektualny.*

Raz jeszcze zarząd PGNiG stanął na wysokości zadania – uznał rację istnienia i rozwoju spółki o tak unikalnych kompetencjach. Teresa Laskowska wypracowała przyzwolenie na wykupienie akcji Energopolu i stuprocentowym właścicielem Investgas SA stało się PGNiG SA.

Spółka jest dzisiaj znaczącym podmiotem w Grupie Kapitałowej PGNiG SA. Uporządkowana struktura własnościowa pozwoliła koncentrować się na nowych projektach. Należy do nich budowa kolejnych magazynów gazu w kawernach solnych – rozbudowa magazynów w Mogilnie, Strachocina, budowa nowego magazynu w Kosakowie czy rozpoznanie możliwości podobnych inwestycji w Goleniowie.

Podczas tegorocznej „Barbórki” uruchomiono w Kosakowie zakład ługowniczy z pierwszą w Polsce instalacją, którą jest izolacja azotowa w kawernowym magazynie gazu. Tę nieznaną w Polsce technologię dotychczas wykorzystywali Holendrzy i Niemcy. Investgas SA opracował własną technologię i – z uwagi na uwarunkowania środowiskowe – jeszcze bardziej rygorystyczną – monitoring rozpoczyna się w momencie rozruchu instalacji, tj. od początku ługowania. Wyniki jej funkcjonowania są rewelacyjne i to jest odpowiedź na ujawniane jeszcze niedawno w prasie zarzuty, że solanka odprowadzana do wód Zatoki Puckiej będzie zagrażała środowisku.

– *Instalacja w Kosakowie potwierdza, że jesteśmy w stanie realizować nowatorskie projekty, bo dysponujemy ze-*

spółami ludzi, którzy mają ambicje tworzenia czegoś nowego – podkreśla Teresa Laskowska.

Pani prezes dodaje jednak, że to efekt nieustannego inwestowania w kapitał intelektualny firmy, zarządzania wiedzą, budowania pozycji firmy poprzez profesjonalizm zespołów pracowników. Wyspecjalizowanych w swoich dziedzinach, ale tworzących komplekmentarną ofertę firmy – projektowania i realizacji projektów, ale także prowadzenia nadzoru inwestorskiego. To jedna z nielicznych na polskim rynku firm dysponujących olbrzymią wiedzą o uwarunkowaniach procesu inwestycyjnego – w tym także prawnych – i oferuje usługi, począwszy od etapu planu zagospodarowania przestrzennego, poprzez przygotowanie dokumentacji, aż po uzyskanie pozwolenia na użytkowanie inwestycji. – *To jest jednak wciąż największym problemem polskich inwestorów – inwestorski tor przeszkód* – mówi pani prezes. – *Nie widzę żadnego usprawiedliwienia dla zaniechań władzy ustawodawczej w zakresie uporządkowania prawa inwestycyjnego ani dla braku rozliczania urzędników z odpowiedzialności za podejmowane – a najczęściej niepodejmowane na czas – decyzje. Muszę powiedzieć, że – jak na razie – nie przynoszą efektów działania Towarzystwa Rozwoju Infrastruktury ProLinea, a także Izby Gospodarczej Gazownictwa, by wreszcie prawo inwestycyjne stało się przyjazne inwestorom. Jeśli miałabym uznać coś za porażkę w moich działaniach społecznych i zawodowych – to właśnie to.*

Aż trudno nie spytać, a co można uznać za sukces? – *Zespół ludzi, z którymi mogę pracować* – bez wahania odpowiada pani prezes. – *Fakt, że jestem ich partnerem we wspólnym budowaniu pozycji firmy, że razem podejmujemy kolejne wyzwania, razem – w sposób przyjazny i koleżeński – pracujemy na nasz sukces. Jestem przekonana, że ta nasza wspólnota jest dostrzegana i doceniana także na zewnątrz. Podczas uroczystości 15-lecia spółki odniosłam wrażenie, że ta prywatna firma, kiedyś traktowana jak „przyklejona” do PGNiG, została zaakceptowana i włączona do „rodziny gazowniczej”. Dało mi to olbrzymie poczucie satysfakcji.*



Wybrane standardy społecznej odpowiedzialności

Michał Szymczak

Przedsiębiorstwa wdrażające projekty i strategie CSR korzystają z wielu międzynarodowych standardów i wytycznych.

Wśród nich na szczególną uwagę zasługują:

Program Ekozarządzania i Audytów Środowiskowych (EMAS), wytyczne OECD dla przedsiębiorstw wielonarodowych oraz inicjatywa Global Compact.

EMAS jest certyfikowanym standardem, który powstał w wyniku starań krajów członkowskich Unii Europejskiej w 1993 roku, kiedy to Komisja Europejska wydała regulacje dotyczące dobrowolnego uczestnictwa w nim przedsiębiorstw przemysłowych.

Głównym celem programu EMAS jest przeciwdziałanie, zmniejszanie i eliminacja zanieczyszczeń szczególnie w miejscu ich powstawania poprzez prośrodowiskowe zarządzanie przedsiębiorstwem, obejmujące:

- stałe monitorowanie stanu środowiska związanego z procesami produkcyjnymi przedsiębiorstwa,
- ciągłe zmniejszanie szkodliwego oddziaływania na środowisko,
- przestrzeganie wymagań prawa i norm dotyczących ochrony środowiska,
- opracowywanie celów w zakresie poprawy ochrony środowiska,
- zaimplementowanie systemu zarządzania środowiskowego jako instrumentu realizacji polityki ekologicznej,
- zobowiązanie pracowników, podwykonawców oraz dostawców do

przestrzegania zakładowych norm środowiskowych,

- informowanie społeczeństwa o efektach działań ekologicznych.

Regulacje EMAS, w porównaniu z wymaganiami norm ISO serii 14 000, kładą większy nacisk na zagadnienia identyfikacji i klasyfikacji aspektów środowiskowych, rozszerzają zakres audytowania oraz wprowadzają obowiązek zapewnienia efektywnej komunikacji, ze szczególnym uwzględnieniem najbliższego otoczenia.

Program Ekozarządzania i Audytów Środowiskowych ukierunkowany jest na realizowanie zobowiązania ustawicznego poprawiania warunków w dziedzinie ochrony środowiska, przyjętego w europejskiej polityce ekologicznej.

Pierwszym przedsiębiorstwem w Polsce, które w 2005 roku zostało zarejestrowane w systemie EMAS była spółka sektora elektroenergetycznego – Elektrownia Opole.

Kolejny standard CSR to wytyczne Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) dla przedsiębiorstw

wielonarodowych. Stanowią one zbiór dobrowolnie stosowanych zasad i norm odpowiedzialnego zachowania przedsiębiorstw, spójnych z mającymi zastosowanie przepisami prawa. Wytyczne OECD, będące zaleceniami kierowanymi przez rządy do korporacji transnarodowych, mają na celu zapewnienie zgodności działania tych przedsiębiorstw z założeniami polityki rządu, wzmocnienie podstaw wzajemnego zaufania pomiędzy przedsiębiorstwami a społecznościami, pomoc w poprawie klimatu dla inwestycji zagranicznych oraz zwiększenie wkładu przedsiębiorstw w zrównoważony rozwój.

Wytyczne zostały opracowane w 1976 roku przez kraje stowarzyszone w OECD. Celem ich opracowania było wskazanie przez OECD, jak powinny postępować korporacje międzynarodowe w krajach, w których prowadzą działalność gospodarczą. Wytyczne te uaktualniono w 2000 roku podczas posiedzenia Rady OECD na szczeblu ministerialnym. Są one modyfikowane w sposób uwzględniający istotne oczekiwania rynków światowych i wyzwania, przed którymi stoi globalna gospodarka.

Obecnie wytyczne OECD obejmują wiele zasad ogólnych oraz następujące aspekty działalności przedsiębiorstw:

- jawność informacji,
- zatrudnienie i stosunki pracy,
- ochronę środowiska,
- zwalczanie korupcji,

- ochronę interesów konsumenta,
- naukę i technologię,
- ochronę konkurencji,
- opodatkowanie.

Wiele kodeksów etycznych przedsiębiorstw odnosi się bezpośrednio lub pośrednio do wytycznych OECD, co świadczy o tym, iż pełnią one rolę wzorca dla właściwych praktyk biznesowych.

Innym, powszechnie znanym standardem społecznej odpowiedzialności jest inicjatywa Global Compact, którą w 1999 roku przedstawił na Światowym Forum Ekonomicznym Kofi Annan, będący ówczesnym sekretarzem generalnym ONZ. Wezwał on liderów świata biznesu do wsparcia budowy społecznych i ekonomicznych postaw, niezbędnych dla podtrzymania zrównoważonego rozwoju światowej gospodarki. Propozycja ta spotkała się z pozytywnym przyjęciem. Następnie odbyła się seria spotkań zorganizowanych przez ONZ z przedstawicielami świata biznesu oraz z międzynarodowymi organizacjami pracodawców i instytucjami społecznymi.

Oparty na zasadzie dobrowolnego uczestnictwa program Global Compact stanowi unikatowe forum. Wymaga on jedynie kilku formalności i pozbawiony jest biurokratycznych struktur. Nie jest on również instrumentem regulacyjnym czy prawnie wiążącym kodeksem postępowania, ale platformą wartości stworzoną dla promocji wiedzy na temat społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw. Inicjatywa wykorzystuje siłę przejrzystości i dialogu dla zidentyfikowania oraz rozpowszechniania najlepszych praktyk opartych na dziewięciu uniwersalnych zasadach wynikających z Powszechnej Deklaracji Praw Człowieka oraz ustaleń Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro.

Zasady Global Compact pogrupowane są w trzy główne obszary.

1. Prawa człowieka – obszar obejmujący popieranie i przestrzeganie praw człowieka przyjętych przez społeczność międzynarodową oraz eliminację wszelkich przypadków łamania praw człowieka przez przedsiębiorstwo.
2. Standardy pracy – obszar obejmujący poszanowanie wolności stowarzyszania się i przyznanie prawa do prowa-

dzenia negocjacji zbiorowych, eliminację wszystkich form pracy przymusowej, zniesienie wykonywania pracy przez dzieci oraz przeciwdziałanie dyskryminacji w sferze zatrudnienia i w wykonywaniu zawodów.

3. Środowisko naturalne – obszar obejmujący popieranie prewencyjnego podejścia do kwestii związanych z ochroną środowiska, podejmowanie inicjatyw mających na celu promowanie postawy odpowiedzialności wobec środowiska naturalnego i popieranie rozwoju, stosowania i rozpowszechniania przyjaznych środowisku technologii.

Inicjatywa Global Compact angażuje wielu partnerów społecznych: przedsiębiorstwa, pracodawców, rządy, instytucje społeczne reprezentujące szerszy krąg interesariuszy oraz ONZ, będące organizacją o globalnym zasięgu oddziaływania.

W połowie 2008 roku do inicjatywy Global Compact przystąpiła ENERGA-OPERATOR oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, a w 2009 roku Polska Grupa Energetyczna.

Całościowe ujęcie wszystkich istotnych czynników odnoszących się do społecznej odpowiedzialności danego przedsiębiorstwa jest bez wątpienia bardzo trudnym zadaniem. Chcąc uniknąć indywidualnego definiowania kluczowych obszarów odpowiedzialności, warto korzystać z już opracowanych standardów CSR. W ten sposób dąży się do porównywalności i stwarza fundamenty do funkcjonowania biznesu w określonych ramach. Stosowanie standardów wspomaga pracę samego przedsiębiorstwa, a także poprawia jego postrzeganie przez interesariuszy. Właściwie wdrożone standardy CSR czynią przedsiębiorstwa bardziej efektywnymi i transparentnymi.

Ograniczają także ryzyko danej organizacji, zarówno w sferze operacyjnej, jak i strategicznej.

Jak dotychczas jednak, żaden z typowych standardów CSR nie zyskał w Polsce dużej popularności. Sytuacja ta spowodowana była wieloma czynnikami, wśród których wymienić można niską świadomość przedsiębiorstw z zakresu CSR, a także brak zunifikowanego i uniwersalnego standardu społecznej odpowiedzialności.

Przedstawiciele Parlamentu Europejskiego już wiele lat temu dostrzegli ograniczenia CSR w zakresie pomiaru skutków postępowania przedsiębiorstw, kontroli i certyfikacji ich działalności społecznej, szczególnie pod względem kosztów, porównywalności i suwerenności. Biorąc pod uwagę powyższe kwestie, Parlament Europejski wskazał na potrzebę opracowania profesjonalnego zaplecza dla idei CSR, obejmującego standaryzację i weryfikację tego zagadnienia.

Zróżnicowane standardy wspierające stosowanie koncepcji CSR, które zostały przedstawione w tym oraz poprzednim artykule („Przeгляд Gazowniczy” nr 3/2010) dowodzą, iż istniała uzasadniona potrzeba wprowadzenia do praktyki biznesu standardu służącego do kompleksowej weryfikacji i interpretacji uniwersalnych zasad koncepcji społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstwa.

Podjęła się tego w 2004 roku Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna, która po sześciu latach prowadzenia prac przygotowała unikatową normę o nazwie ISO 26 000. Ten międzynarodowy standard społecznej odpowiedzialności szerzej przedstawiony zostanie w kolejnym numerze „Przeгляду Gazowniczego”. ■



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

Nowa umowa gazowa...

dokończenie ze str. 11

Mając na uwadze powyższe, a także doświadczenia z negocjacji umowy gazowej, stosowanie jakichkolwiek wyłączeń w ramach „uprzywilejowanego partnerstwa” będzie osłabiać pozycję firm unijnych i hamować w ten sposób rozwój konkurencji na rynku wewnętrznym ze szkodą dla konsumentów, na co nie powinno być zgody.

Ponadto należy wskazać, że partnerzy strategiczni oczekujący na wsparcie polityczne i/lub finansowe UE na rzecz rozwoju i modernizacji własnej infrastruktury powinni stworzyć odpowiednie warunki funkcjonowania na swoim rynku na podstawie zasad Traktatu Karty Energetycznej (zasada wzajemności, niedyskryminacji, przejrzystości i oparcia relacji na zasadach wolnego rynku).

KONKLUZJE

Nowa umowa gazowa z Rosją skutkować będzie istotnymi zmianami dla rynku gazu w Polsce oraz prawdopodobnie również dla relacji gazowych niektórych państw członkowskich z Rosją. Polsko-rosyjskie porozumienie stanowi pierwszy krok w dostosowaniu relacji gazowych UE–Rosja do wymagań III pakietu liberalizacyjnego, mającego na celu stworzenie konkurencyjnego rynku wewnętrznego gazu (i energii elektrycznej).

Należy podkreślić, że w wyniku porozumienia zmianie ulega sytuacja rynkowa i poziom bezpieczeństwa energetycznego w:

- Polsce (równy dostęp dla wszystkich do gazociągu jamalskiego – zasada TPA, *rewers wirtualny* na „Jamale”, co daje realny dostęp do europejskiego rynku gazu);
- regionie (potencjalna możliwość rozbudowy „Jamału” w razie potrzeby);
- całej UE (precedens do wykorzystania w innych negocjacjach na poziomie międzyrządowym).

W dalszym ciągu jednak istotna dla funkcjonowania gazociągu jamalskiego kwestia operatorstwa zależy także od sposobu implementacji III pakietu liberalizacyjnego (zwłaszcza transpozycji dyrektywy 2009/73/WE). Dlatego tak ważne jest, aby transpozycja została dokonana zgodnie ze sprawdzonym już w Polsce sposobem rozdziału funkcji przesyłowych od innych rodzajów działalności.

Jak wynika z zakresu i rezultatów negocjacji, miały one szerszy kontekst niż wyłącznie relacje dwustronne Polska–Rosja. Był to także sprawdzian dla UE i jej instytucji odnośnie determinacji i gotowości do wprowadzania ambitnych przepisów III pakietu liberalizacyjnego w życie. O wadze tego zaangażowania świadczy także fakt, że negatywny wynik negocjacji mógłby stworzyć niebezpieczny precedens dla innych, znajdujących się w podobnym położeniu państw członkowskich, co miałyby także konsekwencje dla kierunku dyskusji o przyszłym zewnętrznym wymiarze polityki energetycznej UE.

W tym kontekście rozbudowa rynku wewnętrznego oraz wzmacnianie zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE dają szansę równoważenia zintegrowanych pionowo monopolii z państw trzecich zagregowaną siłą rynku wewnętrznego

Unii Europejskiej. Dlatego zarówno III pakiet liberalizacyjny (implementacja w marcu 2011 r.), jak i nowe rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu¹³ stanowią nieodłączny element stosunków UE z państwami trzecimi, wzmacniając pozycję negocjacyjną państw członkowskich.

Dyskusja dotycząca wymiaru zewnętrznego będzie zatem prowadzona w kontekście rozwoju rynku wewnętrznego w UE i w ścisłej korelacji z istniejącymi i przyszłymi ramami prawnymi regulującymi jego działanie. Zaproponowane koncepcje proponują dobór instrumentów pod kątem specyfiki relacji z danym partnerem, co jest zabiegiem słusznym. Kluczowym elementem natomiast będzie unormowanie tych relacji w taki sposób, by UE nie musiała wykonywać kroku wstecz w stosunku do osiągniętego poziomu liberalizacji rynku wewnętrznego. ■

Szymon Polak,

kierownik referatu ds. polityki energetycznej,
Departament Polityki Ekonomicznej,
Ministerstwo Spraw Zagranicznych

Maciej Kołaczkowski,

główny specjalista
w Departamencie Polityki Ekonomicznej

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, DzUrz. UE 2009, L 211/94.

² 24 lipca 2010 r. weszła w życie na Ukrainie ustawa z 8 lipca 2010 r. „o zasadach funkcjonowania rynku gazu ziemnego” (ustawa 2467-VI), która przewiduje, że przedsiębiorstwa z udziałem Skarbu Państwa na poziomie 50% i więcej zobowiązane są dokonywać sprzedaży całego wolumenu gazu ziemnego wydobytego ze złóż w granicach Ukrainy, także szelfu kontynentalnego i morskiej strefy ekonomicznej, w celu tworzenia zapasu gazu ziemnego przeznaczonego na potrzeby ludności ukraińskiej. Natomiast oddzielne umowy ze stroną rosyjską, dostarczającą pozostałe ilości gazu, zabraniają reeksportu gazu rosyjskiego.

³ Polityka, *Gaz do dechyl!*, 11.02.2010.

⁴ M.in. komunikat PGNiG, 22.09.2010.

⁵ RUE było spółką zależną Gazpomu i handlowało gazem pozyskiwanym od niego.

⁶ „Gazeta Wyborcza”, 17/04/2009, Pawlak: *Najpóźniej w czerwcu będą sfinalizowane rozmowy międzyrządowe z Rosją nt. gazu.*

⁷ PGNiG i Gazprom desygnują po dwóch członków czteroosobowego zarządu. Zasada wspólnej reprezentacji oznacza, że spółkę muszą zgodnie reprezentować przynajmniej jeden polski i jeden rosyjski członek zarządu.

⁸ URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2009 r., marzec 2010.

⁹ *Interruptable services* – w razie pojawienia się zamówionych, a niewykorzystanych mocy przesyłowych operator ma obowiązek zaoferować je innym podmiotom. Oferuje je wtedy jako usługi krótkoterminowe z możliwością ich przerwania w razie potrzeby wykorzystania przepustowości pierwotnie zamówionej przez podmiot dotychczas ich niewykorzystujący.

¹⁰ Patrz m.in. konkluzje Rady Europejskiej z 15–16 października 2008 r., 19–20 marca 2009 r. i 16 września 2010 r. oraz konkluzje Rady UE ds. Energii z 12 stycznia 2009 r., 19 lutego 2009 r. i 31 maja 2010 r.

¹¹ Szerzej konkluzje Rady TTE z 31 maja 2010 r.

¹² Konsultacje społeczne założeń i kluczowych zagadnień zostaną rozpoczęte przez KE w grudniu 2010 r. i potrwać do przełomu lutego i marca. Przedmiotowa analiza powinna zostać opublikowana przez KE w połowie 2011 r. i będzie stanowić jedną z podstaw do dyskusji nt. priorytetu energetycznego prezydencji RP.

¹³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewnających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE. Tekst mający znaczenie dla EOG, DzU L 295 z 12.11.2010.



Integracja na sportowo

Maciej Pióro

28–31 października odbyły się w Warszawie kolejne, już V Mistrzostwa w Piłce Nożnej o Puchar Prezesa Zarządu PGNiG SA.

W zawodach udział wzięły 23 drużyny z całej Polski. Uroczystego otwarcia mistrzostw dokonał Włodzisław Kleniewski, dyrektor Departamentu Marketingu i Komunikacji PGNiG SA. W pierwszej części turnieju zawodnicy rywalizowali w czterech grupach o awans do gier ćwierćfinałowych. Do dalszych gier z każdej grupy awansowały po dwie drużyny, które następnego dnia walczyły o miejsca 1–9, natomiast przegrani rozgrywali turniej pocieszenia.

Po dwóch dniach rozgrywek wyłoniono mistrza, którym została Karpacka Spółka Gazownictwa.

Klasyfikacja końcowa:

1. Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
2. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze
3. PGNiG SA Oddział w Sanoku
4. Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.



5. PNiG Nafta Sp. z o.o.
6. Geofizyka Kraków Sp. z o.o.
7. ZRG Krosno Sp. z o.o.
8. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
9. Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.
10. Zakład Gazowniczy w Zgorzelcu

Tytuł najlepszego strzelca wywalczył Marcin Gąsior, zawodnik drużyny z Karpackiej Spółki Gazownictwa, który podczas całego turnieju strzelił 24 bramki. Najlepszym bramkarzem został Wojciech Dąbrowski z Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa, a tytuł najlepszego zawodnika mistrzostw przypadł Tobiaszowi Tomczakowi z drużyny PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze.

Dodatkową atrakcją turnieju był mecz VIP-ów, w którym zmierzyły się drużyny dyrektorów z GK PGNiG i Banku Gospodarstwa Krajowego. Mecz był bardzo wyrównany i dopiero po serii rzutów karnych zwyciężyła drużyna dyrektorów z BGK.

Całą imprezę poprowadził, już po raz trzeci z kolei, Bożdar Iwanow, który – jak sam powiedział – komentuje tylko największe imprezy piłkarskie, takie jak mistrzostwa świata, mistrzostwa Europy i... mistrzostwa PGNiG SA.

Na zakończenie dwudniowych zmagania odbyła się uroczysta gala, podczas której Mirosław Szkałuba, wiceprezes zarządu PGNiG SA, rozdał nagrody wszystkim uczestnikom mistrzostw. ■

Zapraszamy
do Kielc

TargiKielce

EXHIBITION & CONGRESS CENTRE



EXPO-GAS 2011

VI Targi Techniki Gazowniczej

13-14.04.2011, Kielce

- atrakcyjny program
- konferencje i seminaria
- liczni przedstawiciele branży

Foto: Piotr Mierzwa

ORGANIZATORZY:

**Izba
Gospodarcza
Gazownictwa**

www.igg.pl

TargiKielce
EXHIBITION & CONGRESS CENTRE

PATRONAT MEDIALNY:

**gigaswal
energia** **TECHNOLOGIE II**

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

www.expo-gas.pl