

grudzień 2011

# Przegląd Gazowniczy

nr 4 (32)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Aby święta Bożego Narodzenia  
przyniosły radość wszystkim rodzinom  
i pozwoliły nabrać nadziei,  
że Nowy Rok będzie lepszy  
od minionych**

życzą  
Izba Gospodarcza Gazownictwa  
oraz redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 177173 2165717 6 12



# III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

## Hotel Ossa, 18-20 kwietnia 2012 r.

Motto kongresu:

### GAZ ZIEMNY W ENERGETYCE

#### 18 kwietnia 2012 r. (środa)

- 11.00-16.00 Rejestracja uczestników
- 16.00-17.15 Otwarcie kongresu
- 17.15-18.45 SESJA INAUGURUJĄCA
- 17.15-17.40 Gaz ziemny w polityce energetycznej UE i Polski
- 17.40-18.45 Panel dyskusyjny

#### 19 kwietnia 2012 r. (czwartek)

- 9.30-12.30 SESJA I
- 9.30-9.50 1. Sektor gazowniczy w „Polityce energetycznej Polski do 2035 r.”
- 9.50-10.10 2. Współdziałanie sektora elektroenergetycznego i gazowniczego
- 10.10-11.00 Panel dyskusyjny
- 11.30-12.30 3. Rozwój sektorów energetycznego i gazowniczego a przepisy prawne (prawo: gazowe, elektroenergetyczne, o odnawialnych źródłach energii, naftowe - nowe rozdanie)  
Panel dyskusyjny
- 14.00-16.40 SESJA II
- 14.00-14.20 1. Rozwój technologiczny branży gazowniczey
- 14.20-14.40 2. Badania i kształcenie kadr w zakresie inżynierii gazowniczey w Polsce
- 14.40-15.30 Panel dyskusyjny
- 16.00-16.10 3. Nowe wyzwania dla energetyki gazowej (energetyka wiatrowo-gazowa, kogeneracja: mała i średnia, inteligentne sieci, CNG, biogaz)
- 16.10-16.40 Panel dyskusyjny

#### 20 kwietnia 2012 r. (piątek)

- 9.00-10.00 Sesja podsumowująca. Podjęcie uchwały III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Kongres odbędzie się pod patronatem organów rządowych i wiodących firm branży gazowniczey.

Szczegółowe informacje dostępne na [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

Organizator:





Jeśli zgodnie z tradycją chcielibyśmy podsumować kończący się rok w sektorze gazowniczym, to nie ulega wątpliwości, że był to medialnie rok gazu z łupków. Gdy wiosną amerykańska agencja ds. energii poinformowała o potencjalnych zasobach tego gazu na świecie i w Polsce, nie milkły głosy specjalistów i polityków o przyszłych zyskach z tego bogactwa. Europa również uległa tej pasji, i gaz z łupków stał się hitem sezonu jesienno-wiosennego w Europie, by wspomnieć tylko o debatach w Parlamencie Europejskim, Bundestagu i brytyjskiej Izbie Gmin. Nic zatem dziwnego, że tematem wydania uczyniliśmy właśnie tę kwestię, dokonując swego rodzaju podsumowania owych debat z wyraźnym wskazaniem, że jeśli mamy poważnie traktować prognozy wykorzystania tego energetycznego potencjału, konieczne są ramy prawne, by stworzyły reguły gry na rodzącym się rynku gazu ze źródeł niekonwencjonalnych.

Emocje łupkowe nie przesłaniają jednak rzeczywistości. Jesień w Polsce dla sektora gazowniczego to również program uwolnienia gazu ziemnego, przygotowywany przez prezesa URE, radykalny i zaskakujący, bo administracyjnie narzucający konkurencję na rynku, który... już staje się konkurencyjny (patrz str. 48). Oczywiście na tyle, na ile pozwalają reguły gry, w więc przede wszystkim... administracyjne działania prezesa URE w postaci taryf gazowych. Otwarcie mocy przesyłowych w Lasowie i Cieszynie i ogromny na nie popyt, zapowiedź rewersu na gazociągu jamalskim, otwiera polski rynek na Europę. Znamienna jest przy tym wypowiedź Radosława Dudzińskiego, wiceprezesa PGNiG SA, dla kwartalnika „Energetyka Gazowa”, który powiedział, że dzięki spółce PGNiG Sales & Trading GmbH będziemy budować portfel klientów na rynkach zagranicznych. Może być i tak, że będą to nasi klienci krajowi, ale oferta naszej niemieckiej spółki będzie o tyle atrakcyjna, że nie będzie podlegać reżimowi taryfowemu i może zaoferować rynkowe formuły cenowe.

Może więc URE powinno po prostu odstąpić od taryfowania gazu ziemnego, zgodnie ze stanowiskiem (opinią uzasadnioną) Sekretariatu Generalnego Komisji Europejskiej z 6 kwietnia br., zamiast budować kosztowne konstrukcje programu uwalniania gazu? Rynek już startuje, już zmierzamy do rynkowej wyceny m.sześć. gazu, a niebawem ruszy giełda gazowa.

Musimy myśleć przyszłościowo, a nie trzymać się administracyjnego regulowania rynku. Jeśli administracja chce się zasłużyć dla rozwoju polskiej gospodarki, powinna już dzisiaj planować politykę energetyczną do 2050 roku, tak jak czyni to Europa i budować *energy mix* z udziałem gazu ziemnego, większym niż w już nieco zdezaktualizowanej „Polityce energetycznej 2030”.

**Cezary Mróz**  
członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

#### **Rada Programowa**

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący  
**Cezary Mróz** – członek zarządu Izby Gospodarczej  
Gazownictwa

członkowie:

**Maja Girycka**  
– Górnśląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

**Włodzimierz Kleniewski**  
– Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Leszek Łuczak**  
– Wielkopolska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

**Bożena Malaga-Wrona**  
– Karpacka Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

**Emilia Tomalska**  
– Mazowiecka Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

**Piotr Wojtasik**  
– Dolnośląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

**Katarzyna Wróblewicz**  
– Pomorska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o.

**Joanna Zakrzewska**  
– Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

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

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

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

**Projekt graficzny:**  
Jolanta Krafft-Przeździecka

**DTP**  
Ewa Księżopolska-Bisińska  
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

Nakład 2700 egz.

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Konieczne są regulacje prawne.** Adam Cymer wskazuje, że czas na prawne i ekonomiczne reguły gry na rynku gazu z łupków
- 10 **Europejska batalia o gaz łupkowy.** Korespondencja Julity Żylińskiej z Brukseli
- 12 **Brytyjska debata w sprawie łupków.** Korespondencja Mariusza Kuklińskiego z Londynu
- 16 **Ekologia wobec gazu ze złóż niekonwencjonalnych.** Paweł Poprawa z PIG pisze o bezpiecznych technologiach poszukiwania i wydobycia gazu łupkowego



# 20

## NASZ WYWIAD

- 20 **Poczekajmy na dokumentację geologiczną.** Z dr. Henrykiem J. Jezierskim, głównym geologiem kraju (do 12.12.2011 r.) – rozmawia Adam Cymer

## PUBLICYSTYKA

- 22 **Jaka przyszłość funduszy unijnych dla gazownictwa?** – analiza przygotowana przez Michała Szpilę
- 24 **Propozycje Komisji Europejskiej dotyczące wsparcia sektora energetyki w latach 2014–2020** – opracowanie Jarosława Orlińskiego z Ministerstwa Rozwoju Regionalnego
- 52 **Projekt „Błękitna Linia” dla Warszawy.** Marek Kwasowiec prezentuje warszawski klastr „E-Mobil”

## TECHNOLOGIA

- 26 **Rozbudowa PMG Wierzchowice** – inwestycję prezentują Grzegorz Gałek i Mariusz Belczyk



## REPORTAŻ

- 30 **Barbórka – Zabrze 2011** – relacja Anny Pyszki

## PGNiG SA

- 32 **Nie tylko lampa.** O Fundacji PGNiG SA im. I. Łukasiewicza pisze Brabara Grad-Woźniak

# 12

## GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **Zaangażowanie w życie społeczności lokalnej.** Piotr Wojtasik pisze o wybudowanym przez DSG boisku do koszykówki w Zielonej Górze
- 36 **Zarządzanie licencjami oprogramowania** – omówienie doświadczeń GSG w tym zakresie prezentują Marcin Dressler, Grzegorz Gramza i Małgorzata Włodarczyk
- 38 **Nowe inwestycje gazownicze na Lubelszczyźnie** omawia Joanna Pilch z KSG
- 40 **Transport gazu z informatycznym wsparciem** – to nowatorskie rozwiązanie w MSG omawiają Przemysław Gil i Wojciech Woźniakowski
- 42 **Jak oszacować zużycie gazu?** – metodologię tego procesu omawia Paweł Słomiński z PSG
- 44 **Kolejne miejscowości z dostępem do gazu** – o nowych inwestycjach w WSG pisze Leszek Łuczak

## GAZ–SYSTEM SA

- 46 **Lasów – otwarcie na Europę.** Rafał Wittmann i Adam Marzecki prezentują rozbudowany na granicy niemieckiej punkt przesyłowy gazu

## PRAWO

- 48 **Wątpliwości dotyczące założeń do programu uwalniania gazu (PUG) w Polsce** omawiają radcy prawni: Wojciech Bigaj i Adam Wawrzynowicz

## OSOBOWOŚĆ

- 50 **Przed wszystkim człowiek.** Sylwetkę Jana Liszki kreśli Adam Cymer

## Z DZIAŁALNOŚCI IGG

- 53 **Kolejne ustanowione standardy techniczne IGG** prezentuje Anatol Tkacz

## LISTY DO REDAKCJI

## G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 58 **20 lat na polskim rynku.** Ryszard Węcowski omawia bilans 20-lecia lidera wśród prywatnych dystrybutorów gazu w Polsce

Na okładce: Muzeum Gazownictwa w Warszawie w świątecznej szacie. Fot. Małgorzata Ciemnołońska



# 46

# Z życia Izby Gazownictwa

Zakończyły się uroczystości barbórkowe, a przed nami święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok, czas wypoczynku w rodzinnym gronie, ale również zadumy, podsumowań i planów na przyszłość.

Ostatni kwartał 2011 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa spędziła pracownicy. Rozpoczęliśmy go od spotkania Zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG z prezesami, właścicielami firm zrzeszonych w IGG. Celem spotkania było omówienie w gronie firm członkowskich kluczowych kwestii dla funkcjonowania firm branży gazowniczej oraz dyskusja na temat form działania wpływających na kształtowanie dobrych relacji między firmami członkowskimi. Inicjatywa ta spotkała się z wielkim zainteresowaniem, gromadząc ponad 80 przedstawicieli firm członkowskich. Uznano, iż takie spotkania należy kontynuować w kolejnych latach. Relacja z przebiegu spotkania znajduje się na stronie 7.

W październiku br. IGG, realizując postulat konferencji „Gaz ziemny paliwem przyszłości w pojazdach” (Kraków, 22–23 września 2011 r.), wystąpiła do ministrów infrastruktury i gospodarki z zastrzeżeniem odnoszącym się do rozporządzenia ministra infrastruktury z 15 lipca 2011 r., zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych. Uczestnicy wspomnianej konferencji, reprezentujący zarówno naukowców, jak i wiele firm użytkujących, sprzedających i produkujących pojazdy samochodowe wykorzystujące gaz ziemny, uznali, iż wprowadzony w rozporządzeniu zapis dotyczący konieczności posiadania przez osoby napełniające zbiorniki CNG i LNG odpowiednich uprawnień wydanych przez TDT, potwierdzających kwalifikacje niezbędne do wykonywania tych czynności, za bezpodstawne i szkodliwe dla rozwoju rynku gazu CNG i LNG. Rygorystyczne traktowanie gazu w porównaniu z benzyną i olejem napędowym (te paliwa nie wymagają przeszkolenia, aby można było zatankować pojazd) jest niezrozumiałe, biorąc pod uwagę właściwości fizykochemiczne tych wszystkich paliw. Na świecie uznaje się gaz ziemny za najbezpieczniejsze paliwo do powszechnie używanych pojazdów. Poza tym w żadnych przepisach UE nie ma wymagań podobnych do wprowadzonego zapisu. Wymóg ten spowoduje, iż Polska stanie się pod tym względem wyizolowanym krajem w UE.

W październiku br. Izba Gospodarcza Gazownictwa skierowała do właściwych organów rządowych oraz URE „Raport zespołu ds. inteligentnego opomiarowania w gazownictwie”. Obecnie zespół kontynuuje prace ukierunkowane przede wszystkim na wypracowanie własnych (autonomicznych) rozwiązań branżowych, które nie będą kolidować z rozwiązaniami elektroenergetyki w zakresie SM oraz

uzyskają aprobatę klienta. W roku 2012 przewidujemy rozpoczęcie prac pilotażowych, które będą prowadzone przez operatorów systemu dystrybucyjnego.

W pierwszych dniach listopada IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki uwagi do projektu strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko. Perspektywa 2020”. W piśmie zgłoszone zostało m.in. zastrzeżenie, iż w przyjętych przez Ministerstwo Gospodarki założeniach skoncentrowano się głównie na problematyce rynku energii elektrycznej i częściowo węgla, nie przyznano natomiast, uzasadnionej obecną sytuacją gospodarczą kraju, istotnej pozycji dla gazu ziemnego.

W listopadzie br. Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła również uwagi do projektu MG rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (projekt z 18.10.2011 r. wersja 1-006). Projekt ten wprowadza m.in. zmiany w odniesieniu do sprzedaży w punkcie wirtualnym, wyprzedzające wprowadzenie „Mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku paliw”, której elementem ma się stać wdrożenie w Polsce „Programu uwalniania rynku gazu”. Uważamy, iż brak znajomości tej mapy i koncepcji zliberalizowania handlu jest niesprzyjającą okolicznością dla stworzenia prawidłowego rozumienia proponowanych zmian w tym przedmiotowym rozporządzeniu i ich konsekwencji dla funkcjonowania rynku gazu w Polsce.

W drugiej połowie listopada br. Izba Gospodarcza Gazownictwa przekazała do ministerstw Gospodarki i Rozwoju Regionalnego informację w sprawie planowanych do realizacji przez przedsiębiorstwa branży gazowniczej projektów inwestycyjnych, mogących stać się projektami finansowanymi z funduszy Unii Europejskiej w latach 2014–2020, uzupełnioną propozycjami dotyczącymi zapisów projektu rozporządzenia o Europejskim Funduszu Rozwoju Regionalnego (więcej informacji na str. 22–25).

Realizacja zgłoszonych projektów, obok dostępu do źródeł bezzwrotnego dofinansowania w postaci dotacji UE, uzależniona będzie od wielu dodatkowych uwarunkowań, zwłaszcza odnoszących się do projektowanego miejsca gazu ziemnego w nowej „Polityce energetycznej Polski” (do 2035 roku) oraz rzeczywistego wzrostu zapotrzebowania rynku na paliwo gazowe, a także tempa dekapitalizacji majątku przedsiębiorstw czy poprawy elastyczności procedur przygotowania i prowadzenia inwestycji w sektorze gazowym.

W listopadzie br. Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła jednocześnie uwagi do „Oceny ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski”, uznając m.in. iż ocena jest prawidłowa i wypełnia dyspozycje art. 9 ust. 1 rozporządzenia UE nr 994/2010.



Agnieszka Rudzka

Niestety, wybory parlamentarne zakłóciły prace legislacyjne nad dokumentami, na których branży gazowniczej niezwykle zależy. Dotyczy to zwłaszcza prawa gazowego oraz ustawy o korytarzach presylowych. Liczymy, że niebawem uda się podjąć współpracę z nowo powołanymi komisjami sejmowymi w celu uchwalenia tych ustaw.

Nasze plany na 2012 są rozległe. Rozpoczniemy go, tradycyjnie, od organizacji seminarium pt. „Gazownictwo – nieustanne wyzwania”, które odbędzie się w Zakopanem 19–21 stycznia 2012 r. W trakcie seminarium dokonany zostanie między innymi bilans polskiej prezydencji w aspekcie polityki energetycznej Unii Europejskiej oraz omówione będą kwestie dotyczące uwalniania rynku gazu (*Gas Release*) z perspektywy rynku niemieckiego. W trakcie seminarium postaramy się także odpowiedzieć na pytanie: czy liberalizacja osłabia bezpieczeństwo energetyczne?

18–20 kwietnia 2012 r. wszystkich zainteresowanych zapraszamy do Ossy, gdzie odbędzie się III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Mottem przewodnim kongresu uczyniliśmy hasło „Gaz ziemny w energetyce”. Więcej informacji o kongresie znajduje się na stronach internetowych IGG.

Izba Gospodarcza Gazownictwa objęła honorowym patronatem organizowaną przez Instytut Nafty i Gazu 11–13 stycznia 2012 roku V Konferencję Naukowo-Techniczną FORGAZ 2012. Jej tematem przewodnim będzie „Pomiar ilości i jakości gazu”.

Z ogromną przyjemnością informujemy, iż dzięki wsparciu PGNiG SA i PGNiG Energia SA Izba Gospodarcza Gazownictwa wydała w grudniu kolejny numer „Energetyki Gazowej”. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do zapoznania się z ww. wydawnictwem na stronie [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

Przed nami szczególny czas świąt Bożego Narodzenia. Z tej okazji w imieniu Zarządu IGG i swoim dziękuję wszystkim Czytelnikom i Członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa za dotychczasową współpracę oraz życzę zdrowych, radosnych, pełnych miłości i ciepła rodzinnego świąt Bożego Narodzenia oraz wielu sukcesów i zadowolenia w Nowym Roku.

- 19 grudnia br. Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG SA, z ważnych powodów osobistych złożył rezygnację z pełnionej funkcji. Rada Nadzorcza PGNiG SA przyjęła rezygnację ze skutkiem na 31 grudnia 2011 roku.

- **19 grudnia br.** Izba Gospodarcza Gazownictwa, Polska Izba Przemysłu Chemicznego oraz Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych wystąpiły do ministrów gospodarki i finansów z postulatem niezwłocznego rozpoczęcia prac legislacyjnych nad uregulowaniem problemu opodatkowania akcyzą gazu ziemnego. „Stoimy na stanowisku, że zakres zwolnień od akcyzy dla gazu ziemnego musi bazować na wprowadzonych już rozwiązaniach dotyczących węgla i obejmować przede wszystkim gaz ziemny używany w procesie kogeneracji CNG, w branżach energochłonnych, a także gaz używany jako surowiec do produkcji w sektorze chemicznym. Gaz ziemny i węgiel są wobec siebie paliwami substytucyjnymi, więc różnicowanie ich sytuacji pod względem podatkowym nie tylko nie znajduje uzasadnienia prawnego, ale prowadziłoby także do dyskryminacji czystszych i bardziej efektywnych technologii opartych na gazie ziemnym i opóźniałoby zmniejszenie „nawęglenia” polskiej energetyki. Wprowadzenie szerokiego zakresu zwolnień od akcyzy dla gazu ziemnego przyczyni się do ograniczenia negatywnych skutków wzrostu kosztów działalności w związku ze zmianą zasad funkcjonowania systemu handlu emisjami i pozwoli przedsiębiorstwom wykorzystującym gaz ziemny skutecznie konkurować na rynku. Ważne jest również, aby system opodatkowania gazu ziemnego został stworzony jak najszybciej. Ograniczy to niepewność regulacyjną i może ułatwić podejmowanie decyzji o nowych inwestycjach.”

- **12 grudnia br.** Premier powołał Piotra Woźniaka na stanowisko podsekretarza stanu w Ministerstwie Środowiska, głównego geologa kraju, a Anetę Wilmańską na stanowisko podsekretarza stanu w Ministerstwie Środowiska.

- **9 grudnia br.** PGNiG SA podpisało z GAZ-SYSTEM S.A. umowę na świadczenie usługi przesyłu zwrotnego od punktu wejścia Mallnow do punktów wyjścia Lwówek Wielkopolski i Włocławek. Zgodnie z umową, która będzie obowiązywać od 1 stycznia 2012 r. do 31 grudnia 2015 roku, PGNiG SA poprzez swoją spółkę PGNiG Sales&Trading będzie mogło realizować dostawy gazu z terytorium Niemiec.

- **8 grudnia 2011 r.** w Dzienniku Urzędowym UE opublikowano rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT). Rozporządzenie wejdzie w życie dwudziestego dnia od jego publikacji, tj. 28 grudnia 2011 r. Celem nowego rozporządzenia jest zapobieganie nieuczciwym praktykom na hurtowych rynkach energii elektrycznej m.in. poprzez zakaz wykorzystywania informacji poufnych do manipulowania rynkiem i zapobieganie spekulacji na giełdach. Przedsiębiorcy zawierający transakcje na hurtowych rynkach energii będą zobligowani do ich zgłaszania do odpowiednich rejestrów krajowych. Informacje z krajowych rejestrów uczestników rynku będą z kolei przekazywane do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

- **29 listopada br.** Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wydał decyzję o bezwarunkowej zgodzie na przejęcie przez spółkę celową PGNiG SPV1 Sp. z o.o. ponad 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland S.A. (VHP).

- **24 listopada br.** na wniosek ministra gospodarki premier powołał Ilonę Antoniszyn-Klik na stanowisko podsekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki.

- **21 listopada br.** Agencja ratingowa Standard & Poor's Financial Services podwyższyła perspektywę PGNiG SA z „negatywnej” na „stabilną”. Rating spółki został podtrzymany na poziomie „BBB+.”

- **7 listopada br.** Pełnomocnik PGNiG SA skierował do spółek OAO Gazprom i OOO Gazprom Export wniosek o wszczęcie postępowania arbitrażowego przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie. Przedmiotem postępowania jest zmiana obecnie obowiązujących warunków cenowych w rozliczeniach dostaw gazu. Polska Izba Przemysłu Chemicznego po raz kolejny zwraca uwagę, że praktycznie przesądzony już akces Rosji do WTO stwarza poważne zagrożenie dla przemysłu nawozowego w Polsce. Problem polega na utrzymywaniu podwójnej ceny gazu na rynku rosyjskim (w eksporcie 400–500 USD/m<sup>3</sup>, a na rynku krajowym 60–80 USD/m<sup>3</sup>), co zdecydowanie pogarsza warunki konkurencji dla partnerów zewnętrznych, a po wejściu Rosji do WTO brak będzie praktycznych możliwości podejmowania środków wyrównawczych.

- **7 listopada br.** ZCh Police po raz pierwszy w swojej historii kupią gaz od niemieckiego koncernu E.ON. Wprawdzie ilość gazu

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w IV kwartale 2011 r. przystąpiły następujące firmy:

1. **EPC – IM Ireneusz Misiołek** z siedzibą w Mińsku Mazowieckim. Firma prowadzi działalność w zakresie inżynierii oraz doradztwo techniczne, roboty związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych oraz działalność usługową wspomagającą eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego itp.
2. **MONITEL POLSKA Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy al. Róż 6 lok. 13. Firma zatrudnia 7 osób i zajmuje się projektowaniem, dostawą i montażem systemów pomiarowych i telemetrycznych, systemów teletransmisji danych i systemów integracji systemów automatyki ([www.monitel.com.pl](http://www.monitel.com.pl))
3. **NEXUS Consultants Sp. z o.o.** z siedzibą w Gdyni przy ul. Hryniewickiego 8A. Firma zatrudnia 11 osób i prowadzi doradztwo w zakresie działalności gospodarczej i zarządzania ([www.nexus.pl](http://www.nexus.pl))
4. **RADEKS Czesław Czarnota** z siedzibą w Rybniku przy ul. Chabrowej 1. Firma zatrudnia 5 osób i prowadzi działalność handlową w zakresie systemów do budowy rurociągów (autoryzowany przedstawiciel firmy GERODUR MPM) oraz produkcję kształtek segmentowych ([www.radeks.pl](http://www.radeks.pl));
5. **TG PLUS Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25. Firma zatrudnia 7 osób, prowadzi hurtowe dostawy materiałów instalacji sanitarnych i gazowych oraz usługi w zakresie dostaw kompleksowych systemów inżynierskich wraz z infrastrukturą towarzyszącą ([www.tgplus.pl](http://www.tgplus.pl)).

– jak na potrzeby polickiego zakładu – nie jest znacząca, bo stanowi tylko ok. 6–7 proc. rocznego zapotrzebowania, ale to pierwsze tak wyraźne wejście niemieckiej firmy na część rynku należącego do tej pory wyłącznie do PGNiG.

● **25 października br.** PGNiG Norway podwoiła swoje udziały w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym poprzez zakup kolejnych 15% od spółki Nexen Exploration Norge AS. PGNiG Norway ma obecnie osiem koncesji poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Największym projektem inwestycyjnym spółki jest zagospodarowanie złoża Skarv. W 2012 r. wydobycie z tego złoża ma wynieść 0,25 mln ton ropy i 0,24 mld m sześć. gazu.

\*\*\*

PGNiG Norway otrzymała zgodę od norweskiego Ministerstwa Ropy i Energii na podwojenie udziałów w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym poprzez zakup kolejnych 15% od spółki Nexen Exploration Norge AS.

● **20 października br.** PGNiG Norway podpisała umowę z Shell International Trading and Shipping Company na sprzedaż ropy naftowej, która będzie wydobywana ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). Wartość umowy, oszacowana przy założeniu prognozowanej sprzedaży ropy naftowej w okresie kolejnych pięciu lat, wynosi 1,1 mld USD.

● **28 września br.** Komisja Europejska rozpoczęła sprawdzanie, czy Gazprom nie narusza zasad konkurencji. Kontrola w spółkach należących do rosyjskiego koncernu Gazprom w Europie Zachodniej i firmach, które są jego klientami, objęła dziesięć krajów unijnych, w tym i firmy w Polsce. Urzędnicy Dyrekcji Generalnej KE ds. Konkurencji sprawdzają, czy zapisy w umowach są zgodne z unijnym prawem, jeśli chodzi m.in. o sposób ustalania cen i dostęp do infrastruktury.

■ **Kadry.** – *Spółki poszukiwawczo-wydobywcze GK PGNiG SA zaczynają odczuwać pojawienie się konkurencji na krajowym rynku. W tym roku wyselekcjonowaliśmy 250 osób najbardziej narażonych na odejścia, podniesiono im wynagrodzenia na poziomie 10–30 proc.* – powiedział Maciej Górski, prezes Geofizyki Toruń.

■ **Z mediów.** „Pierwsze wyniki odwiertów gazu łupkowego w Polsce są nieporównywalne z amerykańskim bo mem – stwierdził w raporcie Oswald Clint, analityk firmy Bernstein Research. Dwa odwierty w basenie Bałtyku (Łebień i Łębork) wydają gaz w znacznie mniejszych ilościach niż z pól amerykańskich. Ostatnie dane z polskich odwiertów umacniają nasze obawy o europejskie złoża gazu łupkowego: słabe przepływy gazu, trudne do rozwoju złoża z wysokim ciśnieniem”. Informacja z portalu NaftaGaz.pl

■ Amerykański publicysta Matt Ridley na łamach portalu City A.M opisuje rynek pracy wykreowany dzięki rozwojowi eksploatacji gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych. Według IHS Global Insight, rewolucja ta doprowadziła do stworzenia 148 tysięcy miejsc pracy w gazowym przemyśle, a dzięki wpływowi na zmniejszenie się cen energii, do kolejnych 450 tysięcy. Według raportu IHS, do 2015 roku łupkowy przemysł wykreuje ich w sumie nawet 870 tysięcy. Info z CIRE.PL

Polecamy lekturę „Biuletynu Technicznego” nr 4/2011, opublikowanego na stronie: [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

W dniach 6–7 października 2011 r. odbyło się w Ossie spotkanie Zarządu i Komisji Rewizyjnej Izby Gospodarczej Gazownictwa z prezesami (właścicielami) firm członkowskich IGG. Spotkanie zostało zorganizowane na wniosek Walnego Zgromadzenia Członków IGG z 29 marca 2011 r. Celem spotkania było omówienie w gronie prezesów (właścicieli) firm zrzeszonych w IGG kluczowych spraw dla funkcjonowania firm gazowniczych w otoczeniu konkurencyjnym oraz dyskusja na temat form działania wpływających na kształtowanie dobrych relacji między firmami członkowskimi.

W spotkaniu udział wzięli przedstawiciele ponad 80 firm członkowskich. W trakcie spotkania dokonano oceny dotychczasowej działalności, a głos zabrali: Mirosław Dobrut, prezes zarządu IGG, i Grzegorz Romanowski, pomysłodawca utworzenia IGG (obecnie przewodniczący Komisji Rewizyjnej). Wystąpienia wskazują, iż rola i znaczenie IGG wzrasta z roku na rok, o czym świadczy wciąż rosące zainteresowanie przystąpieniem do IGG, a także zainteresowanie udziałem w organizowanych przez IGG Targach Techniki Gazowniczej EXPO-GAS i Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

Dzięki współpracy IGG z instytucjami rządowymi i właściwymi komisjami Senatu i Sejmu branża gazownicza stała się równoprawnym partnerem innych branż energetycznych przy wypracowywaniu i realizacji polityki energetycznej Polski. Rozwinęła szeroką współpracę z pokrewnymi izbami i stowarzyszeniami zainteresowanymi wspieraniem wykorzystania gazu ziemnego w gospodarce, a także – w miarę możliwości – współpracę z izbami i organizacjami branży gazowniczej krajów Grupy Wyszehradzkiej oraz innych krajów Europy Środkowej.

Do niewątpliwych sukcesów IGG zaliczyć należy powołanie i wyniki pracy Komitetu Standardu Technicznego. Osiągnięcia w tej dziedzinie omówił szerzej Anatol Tkacz, kierownik Sekretariatu KST. Podziękował przy tym przedstawicielom firm członkowskich za wsparcie IGG poprzez desygnowanie do pracy wybitnych ekspertów i praktyków branży gazowniczej.

Wystąpienia przedstawicieli współpracującej z Izbą Kancelarii Prawnej Wierciński Kwieciński Baehr – mec. Jerzego Baehra i mec. Jana Rolińskiego – wywołały ożywioną dyskusję na temat uwarunkowań prawnych przetargów publicznych w gazownictwie. Zabierający głos w dyskusji podnieśli kluczową dla przetargów kwestię praktycznie jedyne go kryterium wyboru, jakim jest najniższa cena. Przedstawiciele WKB wyjaśnili, że prawo o zamówieniach publicznych nie narzuca takiego kryterium jako jedyne go, a wręcz przeciwnie – dopuszcza wiele innych.

W dalszej dyskusji uznano, że Zarząd IGG powinien rozważyć propozycję powołania grupy ekspertów złożonej z przedstawicieli firm członkowskich, a także środowiska naukowego, którzy reprezentowaliby interesy branży, uczestnicząc w pracach legislacyjnych, oraz brali udział w spotkaniach z przedstawicielami rządu i parlamentu.

Wyrażono opinię, że IGG powinna również rozszerzać się o firmy zajmujące się poszukiwaniami i wydobyciem węglowodorów ciekłych i gazowych, a tym samym zaznaczyć swój aktywny wkład przy tworzeniu tzw. prawa naftowego, ułatwiającego poszukiwania gazu, także z łupków bitumicznych. Uznano, iż takie spotkania należy kontynuować w kolejnych latach i przyjęto wstępnie, że następne odbędzie się za rok.

(ar)

# Konieczne są regulacje prawne

**Adam Cymer**

O tym, że Polska potencjalnie jest gigantem gazowym, wiedzą już na całym świecie. Jak jednak Polska zamierza wykorzystać ten potencjał, na razie nie wie nikt. Czas najwyższy, by o prawnych i ekonomicznych regułach gry na rynku gazu z łupków dowiedzieli się nie tylko ci, którym już obiecano dostatanie emerytury z przyszłego funduszu specjalnego, ale przede wszystkim ci, którzy dzisiaj inwestują miliardy złotych w spełnienie naszego snu o potęgę.

Tegoroczna jesień była dla polskich łupków gorąca. PGNiG SA jako pierwsza polska firma rozpoczęła próbne wydobycie gazu z łupków przy odwiercie Lubocino-1, na koncesji Wejherowo z zapowiedzią wiceprezesa Karabuby, że już w 2014 roku rozpocznie się wydobycie przemysłowe. Również brytyjsko-kanadyjska firma San Leon Energy dokonała tego w miejscowości Lewino na Pomorzu, bo niezwykle obiecujące okazały się wyniki pierwszego odwiertu tej firmy. Wcześniej gaz na Pomorzu znalazła firma 3 Legs Resources, pracująca na zlecenie ConocoPhillips. Podczas specjalnego testu na chwilę zapalono gaz wypływający z odwiertu w złożu Łebień na Pomorzu. Obiecujące wyniki na Lubelszczyźnie osiągnął Orlen Upstream. W sumie dokonano w tym roku 14 odwiertów, z których tylko cztery skończyły się fiaskiem. Nic zatem dziwnego, że potęgi paliwowe – PGNiG SA oraz PKN Orlen SA – deklarują, że do 2014 roku wykonają ok. 130 odwiertów, przy szacowaniu ich kosztów na poziomie około miliarda USD. Sytuacja ta sprawiła, że powstał olbrzymi boom na usługi serwisowe, a wyniki finansowe polskich (i zagranicznych) spółek poszukiwawczych i wiertniczych poszybowały w górę.

Ekspert z Państwowego Instytutu Geologicznego twierdzą, iż to wszystko za mało, by oszacować potencjał polskich złóż i zapowiadają, że w kwietniu 2012 roku przygotowany zostanie bardziej wiarygodny raport w tej sprawie, we współpracy z amerykańską służbą geologiczną – USGS. W październikowym numerze kwartalnika „EuroGeoSurveys News”, wydawanego przez centralę EGS w Brukseli, około 1/4 objętości pisma poświęcono Polsce, koncentrując się na sprawach związanych z poszukiwaniami gazu ze złóż niekonwencjonalnych, optymistycznie oceniając perspektywy sukcesu.

I w ten sukces wierzą inwestorzy. Na spotkaniu w Ministerstwie Gospodarki największe światowe i krajowe koncerny, mające koncesje na poszukiwanie gazu z łupków w Polsce, prezentowały swoje oczekiwania związane z wy-

dobyciem tego surowca. W podsumowaniu stwierdzono, że po tych zapowiedziach możemy spodziewać się, iż w 2015 roku, gdy ruszy wydobycie, jego poziom sięgnie 40–50 mld m<sup>3</sup> rocznie, a więc dziesięciokrotnie więcej niż obecnie.

Nic zatem dziwnego, że tak wielkie cyfry uruchomiły wyobraźnię polityków. Już w kampanii wyborczej pojawiły się zapowiedzi, że takie perspektywy potencjalnych zysków rozwiążą problemy budżetu i pozwolą emerytom spokojniej patrzeć w przyszłość, bo powstanie specjalny fundusz emerytalny. Temat wrócił – w nieco bardziej realistycznej tonacji – w sejmowym exposé premiera, który zapowiedział: – *Chcemy, aby opodatkowanie miedzi i srebra, a także innych kopalin, było stałym strumieniem wspomagającym polską gospodarkę. Dotyczy to także korzyści płynących z eksploatacji gazu łupkowego. Przygotowane są już przepisy szczegółowe, aby nasze marzenia o bogactwie płynącym z ziemi, w odniesieniu do gazu łupkowego, stały się twardą, bardzo precyzyjną rzeczywistością.*

Jak się jednak okazało już po kilku dniach, prace nad takimi regulacjami podatkowymi są w powijakach. Żaden resort nie przyznaje się oficjalnie do prac nad konkretnym dokumentem. Co dziwniejsze jednak, prace koncepcyjne nad specjalnymi regulacjami prowadzone są w kilku ośrodkach – ministerstwach Gospodarki, Skarbu, Środowiska i Finansów – ale i tak okryte są wielką tajemnicą. Również rozwiązania instytucjonalne, dotyczące formuły nadzoru państwa nad przemysłem łupkowym, nie wyszły poza pomysły – od powołania pełnomocnika rządu ds. przemysłu łupkowego po powołanie ministerstwa czy agencji rządowej odpowiedzialnej za taki nadzór.

Powołany przez Ministerstwo Gospodarki społeczny zespół roboczy ds. opracowania założeń do projektu ustawy prawo naftowe, mimo dość zaawansowanych prac analitycznych, dopracował się tylko katalogu spraw do wyjaśnienia i zakresienia zakresu przedmiotowego ustawy. A według wcześniejszych zapowiedzi to właśnie prawo naftowe miało wydzielić z ustawy prawo geologiczne i górnicze wszystkie kwestie, które odniesione byłyby do uregulowań formalnoprawnych w sektorze poszukiwania i wydobycia węglowodorów. W kluczowej kwestii – jakie instrumenty mogą być wykorzystane przez państwo dla maksymalizacji dochodów budżetowych – trwa dyskusja dotycząca kwestii sposobu ustalenia systemu opłat za prawo do czerpania pożytków ze złóż węglowodorów, jak również systemu opłat eksploatacyjnych (środowiskowych), opłat fiskalnych oraz wynagrodzenia jako opłaty o charakterze cywilnoprawnym za ustanowienie użytkowania górniczego. Porównano systemy opłat norwesko-duńskie, różne formy wynagrodzeń, w tym udział Skarbu Państwa w pożytkach, zysku lub jako bezpośredniego (częściowego) inwestora w koncesjonowanej działalności.



Inwestorzy, którzy już zainwestowali setki milionów USD, czekają, choć muszą szykować biznesplany dla dalszych inwestycji, a nadal nie wiedzą, czego mogą oczekiwać od państwa. Nic zatem dziwnego, że coraz nowe kancelarie prawnicze i firmy doradcze publikują swoje raporty nt. koniecznych regulacji prawnych dotyczących poszukiwania i wydobycia węglowodorów. I wcale nie po to, by oświecić polskie władze, jak mają czerpać dochody z bogactw naturalnych dla bilansowania budżetu. Bardziej koncentrują się na wskazywaniu takich rozwiązań, które sprzyjać mają inwestorom, używając dyplomatycznego sformułowania, że powinien być to system, który będzie równoważył aspekty fiskalne z interesem firm wydobywczych. I przestrzegają, że w przypadku rozwiązań nadmiernie zagrażających zyskom inwestorów, mogą oni ograniczyć swoją aktywność ze szkodą dla budżetu.

Czas zatem najwyższy, by rządowe gremia pracujące nad prawem naftowym (lub jakimkolwiek innym, byle wytyczającym precyzyjnie reguły gry w sektorze wydobywczym) uchyliły wreszcie rąbka tajemnicy, w jakim kierunku zmierzają te prace i na jakim są etapie. A może konieczna jest debata publiczna w tej sprawie, bo przyjęte rozwiązania na długo rozstrzygną, czy wielkie emocje społeczne związane z zapowiedziami olbrzymich dochodów z gazu ze złóż niekonwencjonalnych, znajdą swój praktyczny wymiar – rzeczywistych dochodów budżetu państwa i budżetów lokalnych.

Opozycja już otworzyła możliwość takiej debaty. Prawo i Sprawiedliwość przygotowało i złożyło w Sejmie projekt ustawy regulującej zasady wydobycia gazu w Polsce. Projektodawcy przewidują utworzenie specjalnego funduszu, który będzie gromadził dochody z wydobycia bez prawa korzystania z niego przez rząd dla doraźnych celów budżetowych. Projekt zakłada, że inwestorzy będą znali jasne zasady przyznawania koncesji w trybie przetargowym oraz czytelny system opłat za użytkowanie i uczciwy zysk, a także zwrot poniesionych nakładów firmie poszukiwawczej, jeśli nie uzyska koncesji na eksploatację. Projekt przewiduje opłatę za użytkowanie górnicze w wysokości minimum 40 proc. wartości sprzedaży gazu ze złoża, wnoszoną do specjalnego funduszu kontrolowanego przez Sejm.

To na razie jedyna konkretna propozycja legislacyjna. Zapewne kolejna będzie pochodziła z instytucji rządowych, ale – jak do tej pory – prace nad nią owiane są mgłą tajemnicy. Nie w tym rzecz jednak, byśmy doświadczyli zalewu inicjatyw ustawodawczych, a raczej byśmy poznali zwarty projekt i byli gotowi wypracować jego najlepszy kształt na forum parlamentu.

W przygotowanej w MSZ „Analizie uregulowań formalnoprawnych w sektorze poszukiwania i wydobycia węglowodorów na przykładzie wybranych krajów”, autorstwa radcy ministra Katarzyny Kacperczyk, niezwykle rzetelnie przygotowanej i opatrzonej wnikliwymi wnioskami, znaleźć można stwierdzenia wytyczające naszą „mapę drogową” dochodzenia do prawa, które podda reżimowi boom łupkowy. Z analizy systemów prawnych regulujących poszukiwania i wydobycie węglowodorów wynika, iż nie można wskazać jednego, uniwersalnego modelu, który gwarantowałby optymalny poziom zysków państwa. Wybór modelu

zależy od wielu uwarunkowań ekonomicznych, politycznych, finansowych, stopnia rozwoju sektora gazowo-naftowego, wielkości zasobów itp. Istotne znaczenie mają również priorytety i interesy definiowane indywidualnie przez poszczególne państwa. Te same cele rząd może osiągać zarówno w systemie koncesyjnym, jak i kontraktowym. O efektywności realizacji strategii rządu dotyczącej rozwoju sektora wydobycia węglowodorów decydują szczegółowe uregulowania: fiskalne i administracyjne (opłaty eksploatacyjne, podatki od wydobycia, podatki pośrednie, podatki dochodowe i inne zobowiązania, w tym zobowiązania lokalne i środowiskowe).

Autorka analizy wskazuje, że bez względu na zakres i charakter stosowanych w sektorze węglowodorów regulacji, głównym celem państw jest maksymalizacja dochodów budżetowych, przy zachowaniu zrównoważonego poziomu wydobycia. Interes państwa bardzo często nie pokrywa się z interesem (zagranicznego) przedsiębiorstwa naftowego, realizującego wydobycie, którego celem jest maksymalizacja własnych zysków. Tym samym kluczowym elementem strategii państwa rozwoju sektora węglowodorów powinno być wypracowanie odpowiedniego systemu fiskalnego, który zapewniłby właściwy poziom dochodów do budżetu.

Analiza ta podejmuje również kwestie związane z relacjami inwestor – państwo oraz państwo – inwestor zagraniczny. Doświadczenia wielu państw wskazują, że zbyt surowe regulacje dotyczące wydobycia mają negatywny wpływ na decyzje inwestycyjne w sektorze gazowo-naftowym. Jednocześnie jednak, zbyt korzystne warunki prowadzą do gwałtownego wzrostu wydobycia węglowodorów, któremu nie towarzyszy wzrost dochodów państwa. Autorka analizy zwraca uwagę, że – co do zasady – przy przyznawaniu licencji/koncesji na poszukiwania i wydobycie węglowodorów, państwa jednakowo traktują podmioty krajowe i zagraniczne (wyjątkiem są tu porozumienia o podziale produkcji). Jednakże biorąc pod uwagę, iż bardzo często państwa zapewniają narodowym firmom naftowym określone prawa do udziału w projektach, regulacje, które teoretycznie dotyczą zarówno podmiotów zagranicznych, jak i krajowych, skierowane są *de facto* przede wszystkim pod adresem podmiotów zagranicznych. I jeszcze jedno spostrzeżenie. Wbrew powszechnym opiniom, udział zagranicznych inwestorów w procesie wydobycia węglowodorów nie musi oznaczać utraty zasobów czy ograniczenia korzyści rządu. Co więcej, zaangażowanie międzynarodowych koncernów naftowych poprawia efektywność realizowanych projektów wydobycia. W sytuacji, gdy regulacje fiskalne gwarantują znaczne wpływy budżetowe z realizacji projektów wydobycia, dla rządu równie opłacalne jest zatrudnianie zagranicznych inwestorów, jak krajowych przedsiębiorstw naftowych.

Nie musimy „odkrywać Ameryki”. W wielu krajach wcześniej już odkryto bogate złoża surowców i wypracowano modele korzystania z płynących z nich dochodów dla dobra wspólnego. Wystarczy jedynie mądrze skorzystać z tych doświadczeń. I co najważniejsze – zacząć wreszcie stanowić to prawo. Bo wiele wskazuje na to, że niebawem może okazać się bardzo potrzebne. ■

# Europejska batalia o gaz łupkowy

Julita Żylińska

Amerykanie odkryli gaz łupkowy 15 lat temu, wypracowali technologię, dzięki której od kilku lat wydobywają go na skalę przemysłową. Choć próbne odwierty w Polsce i Wielkiej Brytanii dają nadzieję na wydobycie, w Europie o gazie łupkowym na razie przede wszystkim się debatuje, szczególnie gorąco w Brukseli.

**W** Parlamencie Europejskim można zaobserwować wszystkie rodzaje postaw wobec gazu łupkowego – od entuzjazmu, głównie polskich eurodeputowanych, poprzez powątpiewanie po daleko idący sceptycyzm czy wręcz sprzeciw, jak w przypadku francuskich „Zielonych”. To właśnie Francja i Polska mogą mieć największe złoża gazu łupkowego w Europie, tymczasem Paryż zakazał wydobywania gazu z łupków jedyną dotąd dostępną metodą szczelinowania hydraulicznego. Metoda ta wzbudza obawy środowiskowe, ponieważ w przypadku gazu łupkowego głębokość odwiertu może sięgać nawet 4 km, a do rozkruszenia twardej łupkowej skały potrzeba milionów litrów wody, do której dodaje się chemikalia (0,5 proc.). W europejskiej stolicy można też usłyszeć głosy, że różne reakcje na gaz łupkowy odzwierciedlają nie tyle troskę o środowisko, co mapę energetycznych interesów w Unii Europejskiej.

– *Od samego początku w PE odbywa się walka na argumenty między zwolennikami a przeciwnikami gazu łupkowego* – powiedział wiceprzewodniczący Komisji Ochrony Środowiska w PE, Bogusław Sonik. Dodał, że pierwsza debata na temat gazu łupkowego odbyła się wiosną, a za kilka tygodni powstanie w jego komisji raport o wpływie gazu łupkowego na środowisko i zdrowie człowieka i także w trakcie debaty o tym dokumencie nastąpi zapewne

„próba sił”. Jednak – jego zdaniem – do dyskusji o łupkach został ostatnio wprowadzony, m.in. za sprawą polskich posłów, racjonalny nurt. – *Jest coraz więcej seminariów pokazujących problemy związane z wydobyciem gazu łupkowego, z udziałem europejskich i amerykańskich ekspertów* – zaznaczył.

Bogusław Sonik przyznał, że energia, z jaką przeciwnicy atakują gaz łupkowy, w zasadzie bez wielkich dowodów na jego szkodliwość, pokazuje, że mogą stać za tym również motywacje związane z lobby. Jak wyjaśnił, w przypadku Francji może chodzić o energię atomową; niepokoić może się też Rosja, jeden z głównych dostawców gazu do UE. – *Potentaci rosyjscy mogą czuć się zagrożeni w swoich zamiarach dyktowania warunków sprzedaży gazu w Europie, zwłaszcza po zbudowaniu gazociągu Nord Stream i przygotowywaniu budowy South Stream* – powiedział europoseł.

– *Środowiska ekologiczne mogą być inspirowane przez konkurentów biznesowych gazu niekonwencjonalnego, ale nie muszą* – zauważył inny poseł Komisji Ochrony Środowiska w PE, Konrad Szymański. – *Druga sprawa to konkurencja między poszczególnymi źródłami energii, czyli między gazem a energią ze źródeł odnawialnych oraz nuklearnych. Tutaj jest naturalna konkurencja biznesowa, producenci energii z innych źródeł reagują sceptycznie, kiedy na rynku może pojawić się nowy*

*gracz, i to na tak dużą skalę* – dodał. Sonik i Szymański zauważyli, że konkurencyjność gazu łupkowego w Europie zostałaby ograniczona, gdyby został on obłożony wyższym niż inne paliwa podatkiem. Stałoby się tak, gdyby gaz ten został włączony do dyrektywy o jakości paliwa jako paliwo powodujące duże emisje CO<sub>2</sub>.

– *Gdyby w dyrektywie paliwowej zostały przyjęte przez Unię Europejską najbardziej niekorzystne zasady wliczania tzw. śladu emisji, mogłoby się okazać, że wydobycie przestało być konkurencyjne względem gazu konwencjonalnego, przede wszystkim rosyjskiego* – powiedział Szymański.

Dodatkowo, firmom poszukującym, a w przyszłości wydobywającym gaz łupkowy w krajach UE grożą wyższe wymagania co do jakości wód oraz studiów wpływu inwestycji na środowisko. Zdaniem Szymańskiego, prace w tym kierunku podejmie Komisja Ochrony Środowiska w PE. Konieczność przygotowywania bardziej rozbudowanych raportów wpływu na środowisko wydłużyłaby czas wydawania pozwoleń inwestorom.

Choć Szymański z ulgą zauważył, że najbardziej radykalne postulaty polityczne, zmierzające do europejskiego moratorium na wydobycie gazu łupkowego, zostały w Parlamencie Europejskim zmarginalizowane, to te trzy zagrożenia mogą doprowadzić do sytuacji, w której jego produkcja w UE będzie nieopłacalna.

Przeciwnicy gazu łupkowego w PE są przekonani o szkodliwości jego wydobycia, podają przykład Pensylwanii, gdzie – jak przekonują – wydobycie gazu łupkowego powoduje zanieczyszczenia wody pitnej. – *Ludzie pobierający tam wodę ze studni mówią, że ich woda jest skażona, nie są jednak*

w stanie udowodnić, że skażenie jest spowodowane wydobywaniem gazu – przekonuje francuska eurodeputowana, Sandrine Belier. Francuskich „Zielonych” w PE interesuje tylko jedno: zakaz wydobycia gazu łupkowego obecną metodą.

Podczas wrześniowego, nieformalnego spotkania unijnych ministrów ds. energii we Wrocławiu, pojawił się wiceprzewodniczący komisji PE ds. rolnictwa, Jose Bove. Apelowo o wstrzymanie poszukiwań gazu łupkowego w UE do czasu zbadania konsekwencji dla środowiska i zdrowia człowieka. – Do wydobycia gazu łupkowego potrzebne są dziesiątki milionów litrów wody do każdego odwiertu. Do tej wody dodaje się chemikalia, które dostają się do gleby. Nie znamy dokładnie składu tych chemikaliów, ponieważ firmy, które je produkują, nie chcą go podawać – powiedział PAP J. Bove. Wskazywał też na zwiększoną emisję metanu wpływającą na ocieplenie klimatu.

Tymczasem Komisja Europejska zapowiedziała, że będzie przyglądać się wydobyciu gazu w UE i że nie wyklucza unijnych regulacji chroniących środowisko. Niedawno potwierdziła to Connie Hedegard, komisarz UE ds. klimatu, która jednocześnie zaznaczyła, że na tym etapie nie popiera unijnego zakazu wydobycia gazu łupkowego. – Nie jest intencją KE proponowanie jakichkolwiek regulacji na tym etapie. Będziemy obserwować, jak szybko postępuje wydobycie gazu łupkowego i jakie będą warunki eksportu – powiedział na konferencji w połowie października szef dyrekcji generalnej KE ds. energii, Philip Lowe. Dodał, że KE przygląda się też debacie publicznej o akceptowalności technik wydobycia. – Jest duża różnica między tym, co zostało odzwierciedlone ostatnio w prawie francuskim, a tym, jaka jest postawa Polski. Oczywiście, gaz łupkowy ma potencjał, by przyczynić się do bezpieczeństwa energetycznego UE, ale jest zbyt wcześnie, by mówić o tym, że będzie to duży udział – ocenił.

Ostrożnie do potencjału gazu łupkowego w Europie podchodzą też niektórzy przedstawiciele branży gazowniczej w Brukseli.

– Uważamy, że gaz łupkowy to ważny element polityki energetycznej na przyszłość, to najważniejsza rewolucja

w tym przemyśle od 10 czy 15 lat, zwłaszcza że Międzynarodowa Agencja Energetyczna zwiększyła przewidywania co do jego zasobów produkcyjnych z 60 do 200 lat – powiedział Jean-Francois Cirelli, prezydent organizacji Eurogas, zrzeszającej 50 firm gazowych z Europy i Rosji, a także wiceprezes GDF Suez. Zauważył jednak, że dużym wyzwaniem pozostaje akceptacja ze strony opinii publicznej. – Przemysł musi udowodnić, że gaz łupkowy jest dobry dla środowiska, do czego Europa nie jest w pełni przekonana – dodał. Ponadto – jego zdaniem – gaz łupkowy nie jest w stanie zmienić „gazowego krajobrazu” Europy w najbliższych 10–15 latach, jeśli wydobycie „w ogóle zostanie dopuszczone”.

Wydaje się, że nie zgadza się z nim inny przedstawiciel branży, Gertjan Lankhorst, wiceprezes holenderskiego koncernu handlującego gazem GasTerra. – Gaz łupkowy już w ostatnich latach dramatycznie zmienił sytuację przemysłu gazowego, bo do 2007 roku spodziewaliśmy się, że USA staną się dużym importerem gazu, a obecnie rozpoczęło się tam wydobycie gazu łupkowego na taką skalę i w takim tempie, że Stany Zjednoczone nie tylko nie są importerem gazu, ale mogą stać się eksporterem – powiedział Lankhorst. Dodał, że spowodowało to nadwyżki skroplonego gazu LNG, który był przeznaczony dla USA m.in. z Kataru, a który teraz jest dostępny dla Europy. W opinii Lankhorsta, pojawienie się na rynku gazu łupkowego spowodowało geopolityczną zmianę. – Jest to więc bardzo ważne zjawisko i w dużym stopniu wpływa na nasz przemysł i na-

szą przyszłość – podkreślił. Brukselę odwołują też naukowcy: jedni zapraszają przez zwolenników gazu łupkowego, a inni przez przeciwników. „Wyważeni” eksperci nie ukrywają, że wydobycie wiąże się z pewnymi zagrożeniami, takimi jak nieco większy niż w przypadku gazu konwencjonalnego wyciek metanu czy ryzyko zanieczyszczenia wody, ale można im zapobiegać, a korzyści z gazu łupkowego przewyższa niedogodności, choć każdy kraj musi to sam ocenić.

Zajmujący się ekologią amerykański prof. Robert W. Howarth z Cornell University argumentuje, że wydobycie gazu łupkowego powoduje dużo większe emisje szkodliwego dla atmosfery metanu niż produkcja konwencjonalnego paliwa, a także stwarza duże ryzyko zanieczyszczenia wody pitnej w studniach.

Naukowiec przytoczył dane z USA, z których wynika, że w 2010 r. odzyskano tylko 3 proc. dużych ilości wody wlewanej do odwiertów. – Jednej trzeciej wody w ogóle brakuje (w danych), nikt nie wie, co się z nią stało. Podejrzewamy, że została rozwieszona ciężarówkami i zrzucana wzdłuż dróg. Dwie trzecie jest przewożone do miejskich oczyszczalni ścieków, czyli materiał ten płynie w rzekach i jeziorach, co powoduje wiele problemów. Pensylwania dopiero od czerwca zakazała stosowania tego proceduru – powiedział PAP Howarth.

Zauważył, że na ryzyko zanieczyszczenia wody pitnej narażeni są mieszkańcy obszarów wiejskich, czerpiący wodę ze studni. Jak wyliczył, jeśli ktoś mieszka w odległości jednego kilometra od odwiertu, istnieje 75 proc. prawdopodobieństwa, że woda pitna będzie zanieczyszczona do takiego stopnia, w którym staje się niebezpieczna.

Jego zdaniem, wbrew powszechnej opinii, gaz łupkowy nie może być – dla krajów takich jak Polska – pomostem między węglem a niskoemisyjnymi źródłami odnawialnymi, ponieważ powoduje zwiększoną emisję dużo bardziej szkodliwego dla klimatu niż CO<sub>2</sub> metanu. W swoim raporcie oszacował, że na drodze od odwiertu do konsumenta wyciek gazu konwencjonalnego wynosi od 1,5 do 6 proc. (głównie na skutek nieszczelnych gazociągów),

Możliwe do eksploatacji zasoby gazu łupkowego w Europie (w bln stóp sześć.).

Francja	180
Niemcy	8
Holandia	17
Norwegia	83
Wielka Brytania	20
Dania	23
Szwecja	41
Polska	187
Turcja	15
Ukraina	42
Litwa	4

Źródło: EIA.

a w przypadku gazu łupkowego jest to o 1,9 proc. więcej.

Z kolei prof. Michael Griffin z Carnegie Mellon University powiedział dziennikarzom w Brukseli, że wydobycie gazu łupkowego wymaga dodatkowych procesów związanych z kruszeniem skały, ale w skali przemysłowej ryzyko zanieczyszczenia wody jest bardzo małe i można je zminimalizować odpowiednimi przepisami. Wśród substancji dodawanych do wody rozkruszającej skałę wymienił piasek, polimery, surfaktanty i biocydy.

Choć Griffin ocenił ryzyko zanieczyszczenia wody takimi substancjami jako „minimalne”, podkreślił, że nie można tej wody sprowadzić z powrotem z odwiertu i nie oczyścić. – *Z pewnością mogłaby spowodować szkody,*

*gdyby była po prostu rozlana na ziemi lub spuszczone do rzeki* – zastrzegł. Z jego słów wynika, że firmy wydobywające gaz łupkowy powinny oczyszczać wodę z odwiertów, tymczasem – zdaniem Howartha – firmy amerykańskie tego nie robią, bo brakuje odpowiedniej technologii „recyklingu” zanieczyszczonej wody. – *Może będą to robić w Europie, jeśli zostaną do tego zmuszone* – zaznaczył Howarth.

Debata o gazie łupkowym w Brukseli z pewnością będzie trwać jeszcze długo, przełom mogą przynieść pierwsze doświadczenia z wydobycia w Europie, których teraz brakuje. Czy będą one pochodzić z Polski? Odpowiedź możemy otrzymać za kilka lat.

Amerykańska Agencja ds. Energii (EIA) przeanalizowała 48 basenów gazu

łupkowego w 32 krajach. W kwietniowym raporcie, który nie obejmował Rosji i Bliskiego Wschodu, poinformowała, że zasoby możliwego do eksploatacji gazu łupkowego wynoszą w Europie około 620 bilionów stóp sześciennych gazu, czyli ponad 17,5 bln metrów sześciennych, z czego prawie 5,3 bln m sześć. znajduje się w Polsce i niewiele mniej we Francji. Według agencji, taka ilość gazu może zaspokoić zapotrzebowanie Polski na gaz przez najbliższe 300 lat. Według wyliczeń EIA, Stany Zjednoczone mają 862 bln stóp sześć., czyli ok. 24,4 bln metrów sześć. gazu łupkowego. ■

**Julita Żylińska**

Autorka jest korespondentką PAP w Brukseli.

# Brytyjska debata w sprawie łupków

**Mariusz Kukliński**

## ZASKAKUJĄCE DANE

Według prognozy opublikowanej w kwietniu przez amerykańską *Energy Information Administration*, brytyjskie zasoby wydobywalnego gazu łupkowego wynoszą 0,57 Tm<sup>3</sup>. Rodzima prognoza *British Geological Survey* mówiła o 0,15 Tm<sup>3</sup>. Gdy 21 września Mark Miller, dyrektor generalny małej spółki *Cuadrilla Resources Ltd.* (jednym z jej inwestorów jest były szef BP, John Browne), która w tym czasie dokonała dwóch odwiertów w pobliżu Blackpool, poinformował, że w formacji łupków *Bowland Shale* znaleziono gaz, którego zasoby geologiczne wynoszą 5,66 Tm<sup>3</sup>, wywołało to zrozumiałą sensację. Gdyby – zgodnie z doświadczeniami amerykańskimi – optymistycznie przyjmując, że zasoby wydobywalne stanowią 10% zasobów geologicznych, to odkrycie oznaczałoby podwojenie ich wielkości w Wlk. Brytanii (Brytyjski Urząd Regulujący Rynki Elektryczności i Gazu – OFGEM uważa, że w Europie można będzie liczyć tylko na 5%).

W *British Geological Survey* autorowi powiedziano: – *Nie mamy pojęcia, jak oni doszli do takich liczb.* Podobnie informację tę oceniono w BP (na pytanie, dlaczego gazu łupkowego w Anglii szuka *Cuadrilla*, a nie BP, autorowi odpowie-

dziano, że BP poszukuje go w miejscach, w których widzi duże szanse, by go znaleźć, czyli w Stanach Zjednoczonych, Chinach i Indonezji). Na konferencji *Shale Gas Environmental Summit* w Londynie na początku listopada prof. Mike Stephenson, szef pionu nośników energii w *British Geological Survey*, stwierdził, że w stosunku do wolumenu, jakiego można by się spodziewać przez porównanie ze złożem Barnett w Teksasie, liczba podana przez Millera jest **około 40 razy wyższa**. Poinformował, iż BGS przystąpił do przeszacowania krajowych zasobów gazu łupkowego – co odebrano jako sygnał, że na danych Millera nie można polegać. Stephenson podkreślił jednak, że nie zamierza dezawuować informacji podanej przez Millera, bo *Cuadrilla* jest jedyną firmą, która faktycznie wykonała dwa odwierty w poszukiwaniu gazu łupkowego w Wielkiej Brytanii.

Co ciekawe, w Ministerstwie Energii i Zmian Klimatu – DECC autorowi powiedziano, że następnych chętnych do uzyskania koncesji poszukiwawczej dotychczas nie ma.

W Wlk. Brytanii grubość gazonośnych łupków wynosi ok. 100 m, ale w okręgu Lancashire dochodzi ona do 1000 m, a ilością gazu w przeliczeniu na jednostkę powierzchni rejon ten dorównuje lub przewyższa najlepsze złoża amerykańskie. Kwestia wiarygodności tej spółki jest o tyle istotna, że *Cuadrilla* ma również dwie koncesje w Polsce.



Łupkowe eldorado w pobliżu Blackpool. Wewnątrz niebieskiej linii, wyznaczającej granice koncesji spółki Cuadrilla Resources, w formacji Bowland Shale o grubości dochodzącej do 1000 m, znajduje się podobno 5,66 Tm<sup>3</sup> gazu łupkowego. 1. Odwiert Preese Hall, 2. Odwiert Grange Hill Farm.  
Źródło: Cuadrilla Resources.

## ZACZYNA SIĘ OD TRZĘSIENIA ZIEMI...

Obecnie Cuadrilla nie prowadzi szczelinowania. W wyniku – jak to dyplomatycznie określono – „uzgodnień” z DECC, wstrzymała je po dwóch odnotowanych przez BGS niewielkich trzęsieniach ziemi w rejonie Blackpool. Jedno z nich (1 kwietnia) miało siłę 2,3 w skali Richtera, a drugie (27 maja) – 1,5. Na początku listopada Cuadrilla przedstawiła DECC zamówiony u zewnętrznych ekspertów raport na ten temat – *Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity*, w którym stwierdzono, że chociaż jest bardzo prawdopodobne, że owe dwa wstrząsy (i 48 mikrowstrząsów) wywołały zabiegi szczelinowania hydraulicznego, to nastąpiło to w niezwykłych warunkach geologicznych związanych z istniejącym tam uskokiem, a szansa, że nastąpią ponownie jest znikoma. Gdyby jednak na takie połączenie warunków ponownie natrafiono, to siła ewentualnych wstrząsów w najgorszym przypadku wyniesie ok. 3 w skali Richtera.

Na stwierdzenie, że między szczelinowaniem a owymi wstrząsami najprawdopodobniej istnieje związek, triumfal-

nie zareagowali miejscowi przedstawiciele różnych ruchów ekologicznych i urządzili demonstrację połączoną z wejściem na urządzenia jednego z odwiertów Cuadrilli. Prof. M. Stephenson stwierdził natomiast, że wstrząsy tej skali mogą wprawdzie sprawić, że w domach na objętym nimi terenie coś spadnie z półki, ale nie stanowią one zagrożenia dla budynków ani dla ludzi, którzy mogą ich nawet nie odczuć.

Mimo takiej oceny, ministerstwo nie podało, kiedy może wydać zgodę na wznowienie szczelinowania przez Cuadrillę, a w przypadku jej braku, nie będzie można sfinalizować kolejnej rundy przyznawania koncesji lądowych.

## DIALOG PARLAMENTARNO-RZĄDOWY

Problematykę gazu łupkowego w Wielkiej Brytanii najlepiej nakreśla opublikowane w maju dwutomowe sprawozdanie z poświęconych temu tematowi posiedzeń Komisji Energii i Zmian Klimatu Izby Gmin – *Shale Gas, Fifth Report of Session 2010–12*. Na posiedzenia te zapraszano również licznych ekspertów, przedstawicieli spółek prowadzących wiercenia i organizacji ekologicznych. Godne uwagi jest, iż w owym sprawozdaniu o Polsce mówi się 46 razy, z czego 11 razy w tonie negatywnym, nadanym przez Tima Yeo, przewodniczącego komisji.

Najważniejsze w materiałach owej komisji jest stwierdzenie, że **hipotetyczne i niedowiedzone ryzyko dla warstw wodonośnych musi zostać wyważone w stosunku do korzyści z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego**, jakie może przynieść Zjednoczonemu Królestwu gaz łupkowy (pkt 1). Zadeklarowała ona, iż na obecnym etapie **wprowadzenie takiego moratorium nie byłoby ani usprawiedliwione, ani niezbędne**. Komisja zaleciła wszakże ścisłe monitorowanie wierceń w łupkach Bowland na ich wczesnym etapie, zarówno w celu oceny przypuszczalnych skutków prowadzonego na dużą skalę wydobycia, jak i stworzenia w społeczeństwie atmosfery zaufania, iż działalność ta jest odpowiednio regulowana.

Komisja zaleciła też stworzenie bodźców podatkowych, które skłoniłyby spółki gazowe do podjęcia poszukiwań gazu niekonwencjonalnego na morzu, istnieją bowiem wskazówki, że jego zasoby mogą być wielokrotnie większe od potencjalnych zasobów na lądzie – do czego rząd ustosunkował się sceptycznie, jako że takich poszukiwań nigdzie jeszcze w świecie nie prowadzono.

Rząd dał jednocześnie wyraz dużej rezerwie co do ekonomicznych perspektyw wydobycia gazu łupkowego. Poza

Ameryką Północną – stwierdza się w opinii rządowej „perspektywy wydobycia gazu niekonwencjonalnego są niepewne. Większość analityków sugeruje, że z powodu wielu czynników, poza Ameryką Północną, gaz niekonwencjonalny będzie droższy, a dostęp do niego będzie trudniejszy, jest też nieprawdopodobne, aby w znacznych ilościach zaczęto go w Europie wydobywać w obecnym dziesięcioleciu. Zważywszy na tę niepewność, na skutki tych uwarunkowań dla cen gazu będziemy nadal patrzeć z ostrożnością... Będziemy zachęcali do inwestowania w poszukiwania i wydobycie, ale mamy świadomość, że potencjał wydobycia gazu łupkowego w Zjednoczonym Królestwie musi dopiero zostać dowiedziony...”

Na zalecenie komisji, aby technologiczną specyfikę wydobycia gazu łupkowego, w postaci szczelinowania, zużycia wody i dużej liczby odwiertów uwzględnić, uzupełniając przepisy o ochronie środowiska, rząd odparł, iż technologie te nie są ani nowe, ani nieznanne, nie przewiduje on więc, aby wywarły one istotny wpływ na zasoby wody ani przysporzyły problemów z oczyszczaniem ścieków technologicznych. Godna uwagi jest aluzja, iż większych problemów dla warstw wodonośnych mogą przysporzyć wiercenia w poszukiwaniu znajdującego się w złożach węgla metanu.

Komisja uznała też, że jeśli przed rozpoczęciem szczelinowania obudowa odwiertu będzie nienaruszona, **samo szczelinowanie nie stanowi bezpośredniego zagrożenia dla warstw wodonośnych**. Postulowała jednak, aby przed wydaniem zezwolenia na szczelinowanie, Urząd BHP – Health & Safety Executive sprawdzał stan obudowy. Stanowisko to zaakceptował rząd, który przypomniał, że taka kontrola jest prowadzona również w przypadku odwiertów dotyczących gazu konwencjonalnego.

Komisja zalecała, by Agencji Ochrony Środowiska zapewnić prawo żądania, aby każda firma dokonująca szczelinowania ujawniła rodzaj, stężenie i ilość stosowanych chemikaliów. W odpowiedzi wskazano, iż w Anglii i Walii, w przypadku szczelinowania formacji zawierających wody gruntowe, dane takie będą rejestrowane w dokumentach dostępnych publicznie, ale nie muszą być wykazywane, jeśli owych wód tam nie ma.

## OPOZYCJA

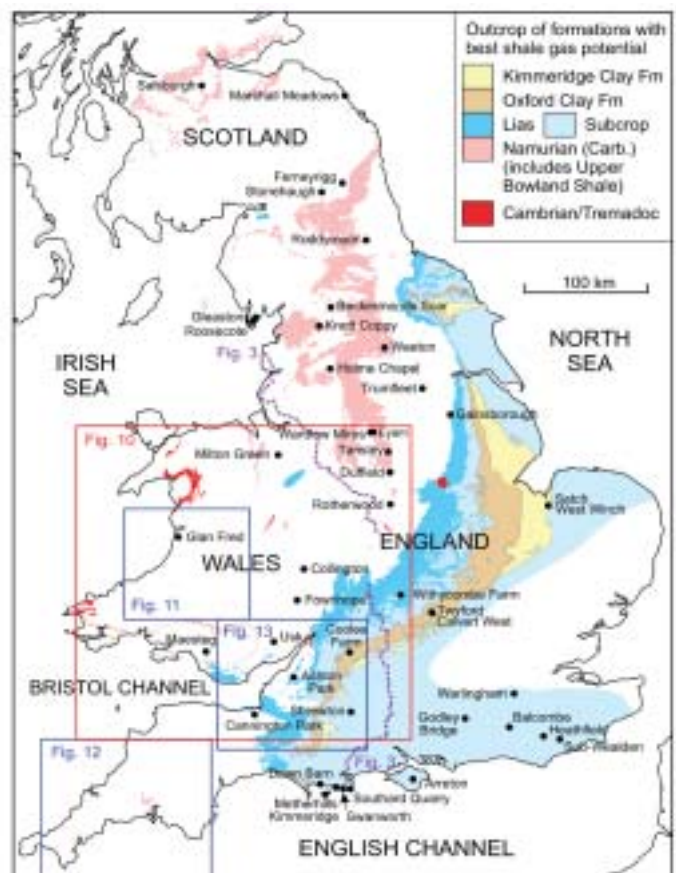
W ramach prac komisja Izby Gmin wysłuchała również przedstawicieli ruchów i organizacji ekologicznych, w tym *Tyn-dall Energy Centre*, *Wordlife Fund*, *Green Party UK* i *Friends of the Earth*. Użyte przez nich argumenty przeciwko wydobyciu gazu łupkowego rozciągały się od szczegółowych kwestii logistycznych, takich jak gęstość odwiertów, która będzie musiała być większa niż w przypadku gazu konwencjonalnego, poprzez liczbę koniecznych kursów ciężarówek na etapie szczelinowania, po fundamentalistyczny sprzeciw wobec wydobycia jakichkolwiek paliw kopalnych.

Odmianą sprzeciwu wobec wydobycia gazu łupkowego był też postulat, aby wstrzymać się z nim do czasu, gdy naukowcy wypracują **jednomyślną** ocenę towarzyszącego temu ryzyka. Słusznie natomiast wskazywano, że wydobycie gazu łupkowego pochłania więcej energii niż w przypadku

gazu konwencjonalnego. W tej części debaty wyrażono odzwierciedlone w stanowisku komisji obawy – m.in. ze strony *Friends of the Earth* – że pojawienie się dużych ilości gazu łupkowego spowoduje zmniejszenie nakładów nie tylko na energetykę opartą na nośnikach odnawialnych, lecz również na unowocześnienie infrastruktury i zmniejszenie energochłonności.

Jeden z uczestników społecznej części debaty zaapelował, aby z wydobyciem gazu łupkowego poczekać, aż globalne ceny nośników energii będą o wiele wyższe niż obecnie. Chciał w ten sposób zapobiec powtórzeniu się sytuacji ze złożami na Morzu Północnym, które wyeksploatowano, gdy ceny ropy i gazu były bardzo niskie, a obecnie trzeba je importować po wysokich cenach. Zaproponował też, aby elektrycznie opalane gazem wykorzystać do zapewnienia ciągłości zasilania, gdy z braku wiatru farmy wiatrowe nie wytwarzają elektryczności.

W świetle zawartego w 2003 r. w Londynie, choć szybko zapomnianego, porozumienia z Rosją o poparciu dla budowy rurociągu bałtyckiego, z politycznego i strategicznego punktu widzenia ważna jest natomiast uwaga wiceministra DECC, Charlesa Hendry, którego zdaniem wydobycie gazu łupkowego nie spowoduje wzrostu zużycia gazu w wyniku dużego zwiększenia liczby opalanych gazem elektrowni, pozwoli natomiast zrezygnować z importu gazu.



Wschodnie najbardziej perspektywicznych formacji w Wielkiej Brytanii.

Źródło: *The unconventional hydrocarbon resources of Britain's on-shore basins – shale gas DECC, 2010.*



Wiercenia w szybie Preese Hall, którego operatorem jest spółka Cuadrilla.

## KWESTIA POLSKA

Podczas posiedzenia komisji Ch. Hendry zapewnił posłów, że na właściwym – z punktu widzenia ochrony środowiska – ustawieniu spraw gazu łupkowego Polakom będzie zależeć tak samo jak Brytyjczykom, a dzięki jego wydobywaniu w kraju zamiast sprowadzania, wiadomo skąd, Polska odniesie znaczne korzyści polityczne, jakie już odnosi Wlk. Brytania. Przypomniwał on też, że polityka energetyczna leży w gestii państw członkowskich UE. Jak widać, polityk ten (z Partii Konserwatywnej) rozumie fizyczne i geopolityczne uwarunkowania Polski w tej dziedzinie. Ale to nie jego stanowisko odzwierciedla zalecenia komisji, która już w punkcie 3. stwierdza: „Dochodzimy do wniosku, iż dla Zjednoczonego Królestwa ważne jest, aby monitorować rozwój spraw gazu łupkowego w Polsce, będącej w tej kwestii «barometrem Europy» zarówno pod kątem poszukiwań, jak i przepisów. Niepokoi się, iż jeśli Polska będzie w Unii Europejskiej jednostronnie zagospodarowywać swoje zasoby, a zwłaszcza jeśli – w sytuacji, gdy Polska polega na gazie z importu, wbrew towarzyszącym szczelinowaniu hydraulicznemu niepokojom o ochronę środowiska – polityka energetyczna Polski będzie motywowana względami bezpieczeństwa energetycznego, może dojść do negatywnych dla Zjednoczonego Królestwa konsekwencji konkurencyjnych”.

W punktach 12. i 13. znalazło się natomiast wezwanie, aby rząd podjął „działania zmierzające do zapewnienia rozsądnie wyrównanych warunków konkurencji między producentami gazu łupkowego”.

W rządowej odpowiedzi na to zalecenie stwierdzono, że „Wszelkie sukcesy w poszukiwaniach i zagospodarowaniu zasobów gazu łupkowego w Polsce rząd będzie bacznie obserwował. Rozleglejsze skutki dla perspektywy bezpieczeństwa dostaw dla Zjednoczonego Królestwa rozpatrzy, gdy jaśniej będzie widać, jaki potencjał zasoby te stanowią z komercyjnego punktu widzenia”.

W zaistniałej sytuacji bardzo elegancko zachowała się spółka **ExxonMobil**. W dostarczonym komisji oświadczeniu na piśmie opisała swoją działalność w Polsce w rejonie Chełma, Mińska Mazowieckiego i Wołomina, i podkreśliła, iż stosuje w naszym kraju najlepsze praktyki.

Na skierowane przez autora do spółki Cuadrilla pytania:

- 1) czy zamierza ona stosować w Polsce te same praktyki, co w Wlk. Brytanii czy mniej rygorystyczne?
- 2) czy ze strony polskiego rządu lub samorządów lokalnych wywierano na nią nacisk, aby obniżyła stosowane standardy?

nadeszła odpowiedź:

„Cuadrilla prowadzi obecnie w Polsce prace studyjne i nie zaczęła jeszcze wierceń ani żadnej innej działalności operacyjnej na terenie swoich koncesji. Jeśli i gdy je podejmiemy, będziemy przestrzegać tych samych wysokich standardów, co w Zjednoczonym Królestwie. Według nas, polskie przepisy są na ogół co najmniej równie rygorystyczne, jak w Zjednoczonym Królestwie, a w niektórych przypadkach nawet bardziej.

Jeśli chodzi o pytanie nr 2, odpowiedź brzmi: kategorię nie i pod żadnym względem”. ■

**Mariusz Kukliński**

Autor mieszka w Londynie i jest korespondentem wielu polskich mediów.

Mb  
MEGABIT

Megabit życzy Państwu  
Wesołych Świąt

więcej na: [www.megabit.com.pl](http://www.megabit.com.pl)

# Ekologia wobec gazu ze źródeł niekonwencjonalnych

**Paweł Poprawa**

Poszukiwania i eksploatacja złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych jest w dyskusji publicznej zjawiskiem stosunkowo młodym. Dyskusja ta jest jednocześnie silnie obciążona bagażem negatywnego postrzegania tego typu działalności, przybierającego niekiedy charakter histeryczny i zabobonny. W ostatnich kilku latach nastąpił niezwykle rozdzźwięk między – z jednej strony – konkluzjami eksperckiej, wciąż hermetycznej debaty co do wpływu wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych na środowisko naturalne, a z drugiej – publicznym odbiorem tego zagadnienia, po części budowanym medialnym przekazem, jak również argumentacją części środowisk aktywistów ekologicznych. To rozszczepienie się świata wiedzy technicznej i publicznej percepcji jest zagadnieniem daleko wykraczającym poza kwestie ściśle merytoryczne, a traktowane może być przede wszystkim jako fascynujące zjawisko socjologiczne. Zapewne u jego źródeł leży głównie brak świadomości i popularyzacji wiedzy o doświadczeniach zgromadzonych w ostatnich dwóch dekadach w USA i Kanadzie w tym zakresie. Warto zatem te doświadczenia skonfrontować z najważniejszymi obawami, wyrażanymi przez sceptyków co do możliwości bezpiecznego wydobycia gazu ziemnego ze złóż łupkowych.

## Skala doświadczeń

Poszukiwania i eksploatacja złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych ma stosunkowo krótką historię. Począwszy od lat 90. ubiegłego stulecia do około 2006–2008 roku większa część produkcji gazu ziemnego była ograniczona głównie do jednego basenu w stanie Teksas w USA, tj. basenu Fort Worth, zawierającego dolnokarbońskie łupki Barnett. Dopiero druga połowa ubiegłej dekady przyniosła gwałtowny rozwój tego sektora przemysłu naftowego i eksport nowej koncepcji poszukiwawczej do kolejnych basenów sedymentacyjnych na obszarze Stanów Zjednoczonych i Kanady. Do dziś odwiercono w tych krajach na złożach łupkowych kilkadziesiąt tysięcy produkcyjnych otworów wiertniczych, pozwalających na wyczerpującą ocenę ich oddziaływania na wszelkie aspekty środowiska naturalnego.

Wiele aspektów technologicznych wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych jest identycznych jak w przypadku złóż konwencjonalnych. Przede wszystkim identyczny jest sam gaz ziemny, którym jest metan, niekiedy z domieszką wyższych gazów węglowodorowych, jak etan, propan i butan. Identyczny jest proces prowadzenia wierceń i stosowania związanych z nim zabezpieczeń, w tym również w czasie przewiercania poziomów

wodonośnych. Złoża niekonwencjonalne odróżnia natomiast konieczność stosowania jako reguły wiercenia poziomych odcinków odwiertu w obrębie złoża, a także stosowania na tym odcinku odwiertu szczelinowania hydraulicznego. Są to technologie znane i stosowane od dziesięcioleci w eksploatacji złóż konwencjonalnych, jednak używane były one tam raczej jako wyjątek, a nie reguła. Niemniej jednak szczelinowanie hydrauliczne, którego dotyczy większość obaw, stosowane jest na skalę przemysłową od 1949 r., a do dziś wykonano w USA około 1 miliona szczelinowań. Oczywiście, szczelinowania w latach 50. czy 60. ub.w. w szczegółach technicznych były odmienne od dzisiejszych, jednak ich ogromną liczbę przeprowadzono w ostatnich dekadach także ze współczesnym podejściem technologicznym. Jest to zatem proces technologiczny dobrze poznany i stosowany rutynowo.

## Woda w procesie szczelinowania

Obawą często podnoszoną przy wydobyciu gazu łupkowego jest duża skala zużycia wody do szczelinowania, która potencjalnie mogłaby ograniczyć zasoby wód pitnych dostępnych dla ludności. W odniesieniu do większości basenów sedymentacyjnych to zagadnienie jest jednak typowym przykładem mitów tworzonych wokół gazu łupkowego. W trakcie pojedynczego szczelinowania zatłacza się do wybranego interwału złoża dużą ilość wody, tj. około 1000–5000 m<sup>3</sup>. Ponieważ w jednym otworze wykonuje się na kolejnych interwałach poziomego odcinka wiercenia zwykle kilkanaście zabiegów szczelinowania, to łączne zużycie wody w takim otworze wynosić może 10 000–70 000 m<sup>3</sup>. Zazwyczaj jest to około 20 000–30 000 m<sup>3</sup>. Po każdym szczelinowaniu część zatłoczonego płynu wraca na powierzchnię (średnio 20%) i jest wykorzystywana w kolejnym zabiegu, co w pewnym stopniu pozwala redukować zużycie wody. Istotne jest to, że jest to zużycie wody jednokrotne w całej kilkudziesięcioletniej historii produkcji gazu z otworu. Czy to duża ilość? Warszawa dziennie zużywa do celów konsumpcji komunalnej około 410 000 m<sup>3</sup> wody. W przypadku sukcesu obecnie prowadzonych prac poszukiwawczych na etapie wiercenia otworów produkcyjnych oczekiwać można, że na Pomorzu, wschodnim Mazowszu i wschodniej Lubelszczyźnie łączne zużycie wody do szczelinowania będzie 5–10-krotnie mniejsze niż zużycie wody w Warszawie w porównywalnym okresie.

Powyższe odniesienia bazują na założeniu, że woda do szczelinowania pochodzić będzie w całości z poziomów wód pitnych, jak to najczęściej jest choćby w przypadku złóż w Teksasie. Za-



łożenie takie jest jednak niewłaściwe. W przypadku łupków Marcellus w Pensylwanii szczelinowanie prowadzone jest najczęściej z użyciem wód powierzchniowych (rzeki i jeziora). Ważnym źródłem wody do szczelinowania w polskich warunkach mogą być też płytkie solanki, zalegające w warstwach kredowych i jurajskich. Są to poziomy wód o podwyższonym zasoleniu, przez co nie są użyteczne do innych celów, występujące na głębokościach około 500 m pod powierzchnią. Coraz częściej do szczelinowania stosuje się oczyszczone ścieki komunalne czy przemysłowe. W polskich warunkach wykorzystane mogą być na przykład wody pochodzące z odwadniania kopalni Bogdanka czy kamieniołomów wapieni na Lubelszczyźnie.

W praktyce zapewne wykorzystywane będą uzupełniająco różne źródła wody, więc żadne indywidualne źródło nie będzie nadmiernie eksploatowane. Warto pamiętać, że polskie prawo dawstwo zabezpiecza poziomy wód pitnych przed zbyt intensywnym wykorzystywaniem do celów przemysłowych. Pozwolenie wodno-prawne, które stanowi podstawę do czerpania wody do takich celów, nie może być wydane, jeśli pobór wody pitnej mógłby zagrażać jej dostępności do celów komunalnych, rolniczych oraz przemysłu, które mają prawne pierwszeństwo. Z punktu widzenia ochrony wód pitnych i powierzchniowych znacznie istotniejsze jest tempo poboru wody niż jej skumulowana ilość. Tempo to jest również ściśle regulowane pozwoleniem wodno-prawnym. Ponadto, obecnie prowadzi się eksperymenty nad szczelinowaniem bez użycia wody, która zastępowana może być np. skroplonym propanem (gaz węglowodorowy) czy skroplonym CO<sub>2</sub> bądź azotem.

## Dodatki chemiczne w szczelinowaniu

W debacie publicznej na temat możliwego wpływu szczelinowania hydraulicznego na środowisko i zdrowie ludzi dyskusja skupia się przede wszystkim na zagadnieniu dodatków chemicznych, dodawanych do płynu szczelinującego. Z dyskusji tej najczęściej jednak nie wynika, jakie konkretnie dodatki i w jakich ilościach są używane.

Samo zatłaczanie wody do wybranego odcinka otworu w obrębie złoża (długości ok. 10 m) ma zadziałać jak hydrauliczny młotek. Można to porównać ze spękaniem powstającymi po uderzeniu w szybę samochodową. Zasięg strefy spękań to maksymalnie 50–100 m w pionie (Fig. 1) i 200 m poziomo. Z uwagi na ograniczony zasięg strefy wokół otworu, do której spękania docierają, zabieg ten musi być kolejno powtarzany wzdłuż poziomego odcinka wiercenia. Spękania te tworzą pajęczynę mikroskopijnych dróg migracji gazu do otworu, którym następnie wydostaje się on na powierzchnię.

Zbudowanie w formacji łupkowej podwyższonego ciśnienia wymaga, by wodę tę zatłoczyć do wybranego odcinka otworu stosunkowo szybko, w czym jednak przeszkadza opór związany z tarciami wody o ściany otworu. Aby ograniczyć to tarcie, dodaje się środków obniżających napięcie powierzchniowe wody. Niegdyś dolewano w tym celu do wody dieslowskich paliw, jednak takie paliwa zawierają ropopochodne substancje, np. benzeny i tolueny, potencjalnie szkodliwe dla człowieka, gdyby doszło do ich wycieku. Dotychczas stanowiło to chyba najbardziej kontrowersyjny środowiskowo element szczelinowania. Dlatego

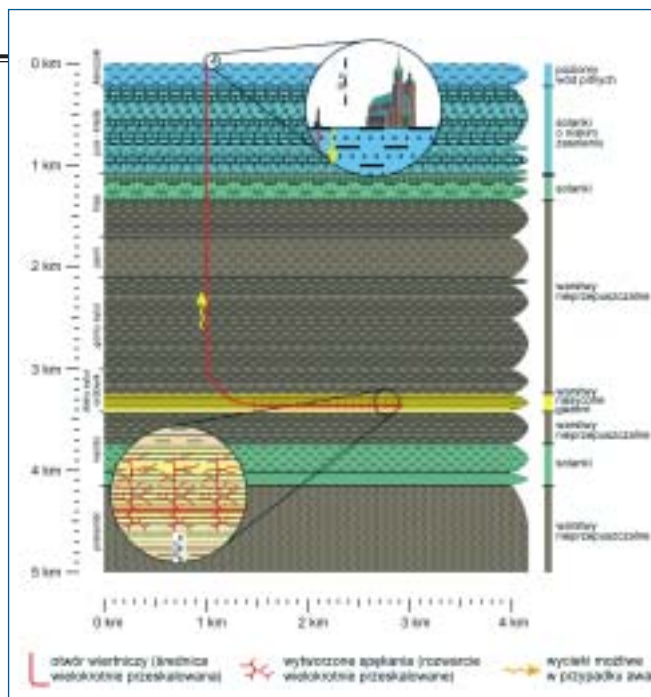


Figura 1. Diagram ilustrujący ilościowe proporcje między – głębokością wiercenia, – długością odcinka poziomowego, – miąższością pakiety łupków nasyconych gazem, – miąższością pakietu poddanego szczelinowaniu, – miąższością nadkładu izolującego oraz – głębokością do poziomów wodonośnych. W tle uproszczony przekrój geologiczny w lokalizacji otworu Kościerzyna IG 1 (centralna część basenu bałtyckiego).

obecnie nie stosuje się już paliw dieslowskich. Zastąpiono je innymi substancjami, znanymi np. z kuchennych środków czystości.

Aby po zakończeniu pompowania i ustąpieniu ciśnienia spękania nie zacisnęły się szczelnie, zamykając drogę gazowi, do wody dodaje się znacznych ilości starannie wyselekcjonowanego drobnego piasku bądź piasku ceramicznego (proppantu). Jednakże piasek w kolumnie wody natychmiast opadłby na dno, przez co nie można byłoby go rozprowadzić po całym systemie spękań. Do wody dodaje się więc środków żelujących (np. guma guar), pozwalających utrzymać piasek w rozproszeniu w obrębie płynu. Są to zazwyczaj środki podobne do stosowanych w przemyśle spożywczym czy kosmetycznym. Lepkość cieczy przy wzrastającej z głębokością temperaturze pozwala utrzymać dodatkowy odczynnik sieciujący, np. sól kwasu borowego. Żelowata konsystencja płynu utrudnia jednak później dopływ gazu do otworu. Problem ten pokonano, dodając do wody substancji, które z kilkunastogodzinnym opóźnieniem odwracają reakcję żelowania i przywracają konsystencję płynną (tzw. łamacze, np. nadsiarczan amonu). Ich stosowanie nie jest szczególnie problematyczne, tego typu środki używane są np. w wybielaczach.

Do wody dodaje się ponadto środków bakteriobójczych (biocydy, np. aldehyd glutarowy), gdyż naturalnie występujące w wodzie bakterie, wprowadzone wraz z nią pod ziemię, gdzie temperatura na 3–4 km jest zdecydowanie wyższa niż na powierzchni, namnażają się, szkodząc otworowi. Ponadto, dodaje się niekiedy rozcieńzonego kwasu solnego (15-procentowego HCl) dla oczyszczenia strefy otworowej z okruszków wapiennych, o ile one występują, takiego, jak stosowany np. do czyszczenia basenów kąpielowych. Dodaje się również środków zapobiegających korozji rur (np. dimetyloformamid), a także substancji przeciwdziałających strącaniu się kamienia w rurach ot-

woru bądź w spękaniach skały (np. glikol etylenowy), co bloko- wałoby przepływ gazu. Ponadto, można zwiększyć zasolenie wody (np. dodając chlorku potasu), by przeciwdziałać pęcznieniu ilów w łupku.

Wszystkie te dodatki chemiczne stanowią zazwyczaj około 0,5–1% całego płynu (łącznie ok. 5–50 m<sup>3</sup> na jedno szczelinowanie). Nie są one używane równocześnie – zazwyczaj spośród nich dodaje się kilka wybranych, zależnie od lokalnej specyfiki skały. W ciągu kilkunastu godzin po szczelinowaniu około 20–30% (choć zależnie od basenu bywa to 10–60%) z objętości 1 000–5 000 m<sup>3</sup> zatłoczonego płynu wypływa otworem wiertniczym z powrotem na powierzchnię. Oprócz silnie rozcieńczonych dodatków chemicznych płyn ten zawiera też muł i okruchy skalne wypłukane z formacji łupkowej. Jest on również bardziej zasolony od zatłoczonego płynu w wyniku kontaktu z naturalnie występującymi pod ziemią solankami. W efekcie nie jest to, oczywiście, substancja obojętna dla środowiska i wymaga utylizacji. Jest to nie tyle trudne, co kosztowne. Na ile ograniczone mogą być zagrożenia środowiskowe związane z dodatkami do szczelinowania, pokazuje przykład jednej z firm świadczących obecnie usługę szczelinowania z wykorzystaniem dodatków chemicznych pochodzących wyłącznie z przemysłu spożywczego.

### Zagrożenie zanieczyszczeniem wód powierzchniowych i podziemnych oraz gruntów

Niezależnie od charakteru dodatków chemicznych przy szczelinowaniu, nie jest dopuszczalne, by kontaktowały się one ze środowiskiem naturalnym w sposób niekontrolowany. Jednym z postulowanych przez krytyków gazu łupkowego mechanizmów takiego potencjalnego kontaktu jest wywołana szczelinowaniem migracja poprzez górotwór gazu ziemnego i płynu szczelinującego do poziomów wodonośnych. Niemniej jednak nigdzie dotąd takich zjawisk nie stwierdzono, a z teoretycznego punktu widzenia są one również trudne do wyobrażenia. Na przykład, w polskich realiach ordowickie i sylurskie łupki gazonośne występują na głębokościach około 3000–4500 m pod powierzchnią ziemi (Fig.1). Zasięg spękań to około 100–200 m wokół otworu wiertniczego, a nad nimi występuje około 1500–3000 m mułowcowo-marglisto-ilastych skał uszczelniających. Dopiero na najpłytszych – 100–200 m pod powierzchnią – znajdują się wody pitne (Fig.1). Gdyby po szczelinowaniu płyn mógł gdzieś migrować, to wróciłby natychmiast do otworu wiertniczego, gdyż na tym etapie ciśnienie w nim jest znacznie niższe niż w obrębie górotworu. Jednak średnio 80% zatłoczonego płynu do niego nie wraca, gdyż zatrzymują go bądź siły kapilarne na powierzchni siatki spękań bądź, powodując pęcznienie ilów, zostaje on w nich uwięziony.

Istnieją przypadki, kiedy zgłaszano obecność palnego metanu w wodzie pitnej i w kranach, podejrzewając ich zanieczyszczenie spowodowane przez przemysł naftowy. Były one badane i stwierdzono, że nie miały one nic wspólnego z wydobyciem gazu ziemnego z łupków. W badanych przypadkach wywiercono dla ujęcia wody prywatne studnie na 10–20 m, zlokalizowane w strefie, w której pod powierzchnią występuje węgiel kamienny, który z natury zawiera metan. Pompowanie wody z pomiędzy pokładów węgla prowadziło do lokalnego obniżenia ciś-

nienia, które natychmiast skutkowało uwalnianiem się metanu, zbierającego się następnie w rurach. Powszechne są natomiast przypadki obecności w glebie i poziomach wody pitnej naturalnego metanu biogenicznego, ale nie tworzy on nigdy znacznych koncentracji.

Realne zagrożenie skażeniem płynem szczelinującym czy gazem ziemnym wiąże się głównie z możliwością wypadku czy awarii, podobnie jak w przypadku każdej działalności ludzkiej. Takie wypadki mają tu jednak bardzo ograniczoną skalę oddziaływania. Znane są przypadki błędów przy wykonaniu uszczelnienia przestrzeni między rurami w otworze a ścianą skały go otaczającej, czyli tzw. cementowania. Powodowały one przesiąkanie gazu ziemnego do powierzchni przestrzeni wokół otworową (Fig.1). Takie błędy zdarzają się w identycznym zakresie przy wykonywaniu otworów produkcyjnych na konwencjonalnych złożach. Istnieją techniczne sposoby zamknięcia i uszczelnienia takiego uszkodzonego otworu. Zdarzały się również wypadki samochodowe przy transporcie na teren wiertni, doprowadzające do lokalnego wycieku z uszkodzonej cysterny. Czasami ulewny deszcz przepelniał basen na płyn do szczelinowania i część przelewała się z niego na otaczające pola (Fig.1). Po każdym tego rodzaju wypadku wyciągano z niego naukę i poprawiano procedury, by w przyszłości się to nie powtórzyło.

### Oddziaływanie na powierzchnię terenu

Jednym z problemów środowiskowych związanych z wydobywaniem gazu ziemnego z łupków jest konieczność zakładania gęstej siatki placów wiertniczych, a niekiedy budowania do nich dróg dojazdowych. Stwarza to silniejsze oddziaływanie na powierzchnię terenu niż w przypadku wydobywania węgla kamiennego ze złóż konwencjonalnych.

W trakcie pierwszych, eksperymentalnych prac nad wydobywaniem gazu ziemnego z łupków stosowano nieefektywne podejście technologiczne, polegające na szczelinowaniu pionowych odcinków wierceń. Ponieważ zasięg szczelinowania w górotworze jest bardzo ograniczony, dla drenażu złoża zakładano gęstą siatkę wierceń, położonych w skrajnych przypadkach nawet o 500–1000 m od siebie. Przy braku wymogu rekultywacji powierzchni, po zakończeniu prac tworzyło to strefę zdewastowanego krajobrazu. Takiego sposobu eksploatacji złóż zaniechano, poczynawszy od 2002 r., kiedy wprowadzono jako regułę wiercenia poziome, a następnie rozpoczęto wykonywanie z jednego placu wielu wierceń w różnych kierunkach.

Obecnie z jednego placu wiertniczego, zajmującego czasowo około 3–4 ha, można wiercić od kilku do ponad 30 otworów, drenując od kilku do kilkunastu km<sup>2</sup> złoża. W efekcie, odległości pomiędzy takimi placami w strefie złożowej wynoszą 2–7 km. Nie tylko pozwala to na zminimalizowanie użytkowania terenu, lecz również stwarza elastyczność w wyborze lokalizacji placu, co umożliwia unikanie lokalizacji uciążliwych dla ludności bądź wrażliwych przyrodniczo.

Po wykonaniu wiercenia i szczelinowania, otworem zaczyna już samoczynnie napływać gaz ziemny i rozpoczyna się jego produkcja. W tym czasie teren wiertni zostaje zrehabilitowany i wraca do poprzedniego użytkowania, najczęściej rolniczego. Odpowiednia efektywność rekultywacji jest zapewniona dzięki temu, że na etapie wiercenia i szczelinowania warstwa gleby

jest zdejmowana i gromadzona w formie wałów wzdłuż placu. Sam plac jest natomiast wykładany płytami zabezpieczającymi ziemię przez kompaktacją, a także wyścielany folią uniemożliwiającą przedostanie się do gruntu zanieczyszczeń w przypadku awarii czy błędu ludzkiego. Trwała infrastruktura produkcyjna, pozostająca w tym miejscu przez 30–50 lat, zajmuje jedynie niewielki fragment terenu i jest identyczna jak w przypadku konwencjonalnych złóż.

Poszczególne otwory produkcyjne muszą następnie być podłączone do głównego gazociągu systemem gazociągów zbiorczych, układanych na głębokości ok. 1 m pod powierzchnią ziemi. Powoduje to tymczasowe oddziaływanie na powierzchnię porównywalne z zakładaniem wiejskiego gazociągu czy wodociągu.

### Oddziaływanie na lokalne społeczności

Do najważniejszych problemów związanych z wydobyciem gazu ziemnego z łupków zaliczyć można oddziaływanie na jakość życia lokalnych społeczności. Sam proces wiercenia otworu, trwający 2–4 tygodnie, a także trwający do kilku dni proces szczelinowania, wiąże się z hałasem, emisją spalin i nocnym oświetleniem terenu wiertni. Uciążliwości te można ograniczyć, stosując ekrany akustyczne, używając gazu ziemnego do napędzania generatorów i pomp oraz odpowiednio planując układ świateł na wiertni, jak również poprzez regulacje co do minimalnej odległości wiertni od zabudowań. Przykładem skuteczności tego typu zabezpieczeń jest prowadzenie prac wydobywczych w obrębie dzielnic mieszkalnych miast Fort Worth (aglomeracja Dallas, Teksas) oraz Los Angeles (Kalifornia). Większe oddziaływanie związane jest natomiast z transportem kołowym na teren wiertni. Wiercenie i szczelinowanie jednego otworu wymaga transportu sprzętu i komponentów około 200 ciężarówkami. Powoduje to obciążenie lokalnych dróg, hałas, emisję spalin i kurzu. Także w tym przypadku kluczowym elementem jest planowanie lokalizacji wiertni w taki sposób, by drogi transportu w największym stopniu omijały skupiska ludności. Przy dużych placach wiertniczych, z wieloma indywidualnymi wierceniami, ekonomiczne staje się ograniczanie transportu poprzez zakładanie rurociągu dostarczającego na wiertnie wodę i odprowadzającego z niej wody odpadowe. Używanie urządzenia wiertniczego oraz sprzętu do szczelinowania w sekwencji kolejnych otworów na jednym placu również pozwala zmniejszyć średnią liczbę ciężarówek dojeżdżających na teren wiertni w przeliczeniu na jeden otwór.

### Inne czynniki oddziaływania na środowisko

Istnieje wiele innych, mniej istotnych elementów omawianego procesu technologicznego, które oddziałują na środowisko. Na przykład jest to oddziaływanie na ścieżki migracji zwierząt poprzez tworzenie urbanistycznych barier (np. nowe drogi). Jest to istotne jedynie w przypadku rozległych obszarów dzikiej przyrody, np. w północno-zachodniej Kanadzie. Kolejnym zagadnieniem, dyskutowanym jedynie w odniesieniu do obszarów sejsmicznie aktywnych, jest możliwość wywoływania szczelinowaniem drobnych wstrząsów sejsmicznych. W przypadku Polski, gdzie obszar poszukiwań gazu łupkowego jest położony w całości w obszarach asejsmicznych, zagadnienie to nie ma

znaczenia. Potwierdziły to wyniki monitoringu pierwszych szczelinowań.

Osobnym zagadnieniem jest emisja gazów cieplarnianych w cyklu życiowym produkcji energii z gazu ziemnego (głównie CO<sub>2</sub> i metan) w odniesieniu do innych nośników energii. Jest to jednak zagadnienie obszerne, a jednocześnie pełne kontrowersji, przez co wymaga osobnego artykułu.

\*\*\*

Wydobycie gazu ziemnego ze złóż łupkowych ma około 20-letnią historię, chociaż dzisiejsze podejście technologiczne (poziome otwory wiertnicze z wielokrotnym szczelinowaniem) jest stosowane od około 10 lat. Kilkadziesiąt tysięcy otworów wiertniczych odwierconych w poszukiwaniu gazu ziemnego w łupkach w tym czasie w USA i Kanadzie dokumentuje możliwe formy presji tego typu działalności na środowisko naturalne oraz jego oddziaływanie na ludzi. W ich ocenie należy odróżnić pierwsze etapy rozwoju tego sektora przemysłu naftowego od współczesnego poziomu technologii.

W trakcie pierwszych prac wydobywczych, którym towarzyszyły liczne eksperymenty prowadzone w większości przez niewielkie firmy, zagadnienia ochrony środowiska nie stanowiły takiego priorytetu jak dziś. Popołniono wówczas wiele błędów, które skutkują do dziś negatywnym postrzeganiem tego sektora przemysłu naftowego. Systematycznym błędem było przede wszystkim stosowanie paliw dieslowskich jako dodatku do wody szczelinującej, a także stosowanie odparowywania wody z basenu na wolnym powietrzu. Oddziaływanie pierwszych prac na powierzchnię terenu było bardzo intensywne. Niewłaściwą praktyką było również stosowane niekiedy uwalnianie metanu do powietrza w czasie testów złożowych. W kilkunastu przypadkach niewłaściwe cementowanie spowodowało migrację gazu ziemnego na powierzchnię. Zanotowano też przypadki niewłaściwych procedur oczyszczania płynów powracających na powierzchnię oraz przepełnienia otwartych zbiorników na wiertni przez wody opadowe w czasie katastrofalnych huraganów.

Przypadki tego typu powodowały, że procedury technologiczne ulepszano oraz dostosowywano system regulacyjny. W efekcie, obecnie oddziaływanie wydobycia gazu łupkowego na środowisko naturalne jest ograniczone, choć większe niż przy wydobyciu gazu ze złóż konwencjonalnych. Na obecnym etapie rozwoju technologii najważniejszymi wyzwaniem są: a) utylizacja płynów wracających na powierzchnię po szczelinowaniu, b) tymczasowe oddziaływanie intensywnych prac wiertniczych na powierzchnię terenu, c) tymczasowe oddziaływanie transportu kołowego i wierceń na jakość życia ludzi w rejonie prowadzonych prac. Należy pamiętać, że nadal kontynuowany jest bardzo intensywny postęp technologiczny, a jego najważniejszą dziś motywacją jest minimalizacja skutków środowiskowych prac wydobywczych. Zatem za kilka lat, gdy prawdopodobnie rozpoczną się prace wydobywcze w Polsce, działalność ta nie będzie przypominać tej z początków przemysłu gazu łupkowego, która tak mocno inspiruje sceptyków niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. ■

**Paweł Poprawa**

Autor jest kierownikiem Pracowni Geologii Naftowej w Państwowym Instytucie Geologicznym.

# Poczekajmy na dokumentację geologiczną

Rozmowa **dr. Henrykiem Jackiem Jezierskim**, do 12.12.2011 r. podsekretarzem stanu w Ministerstwie Środowiska, głównym geologiem kraju.

Polskie firmy – PGNiG SA oraz PKN Orlen SA – ogłaszają olbrzymi potencjał złóż gazu z łupków na swoich koncesjach po pierwszych odwiertach. Inni też podają swoje wyniki. Kiedy tak naprawdę poznamy bardziej wiarygodne szacunki zasobów gazu łupkowego w Polsce? Pod koniec października zakończyły się rozmowy o współpracy Państwowego Instytutu Geologicznego z przedstawicielami amerykańskiej służby geologicznej – USGS na temat współpracy w oszacowaniu potencjalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce. Czy dopiero po tych badaniach będziemy wiedzieli więcej? A jeśli tak – to kiedy?

Polska ma potencjał, który – według zagranicznych firm konsultingowych (nie geologicznych) – teoretycznie może wynosić od 1,4 do 5,3 bln m<sup>3</sup>. Jednak dopiero nowe wiercenia, wykonane w najbliższych kilku latach w ramach udzielonych przez ministra środowiska koncesji, przyniosą dane, które pozwolą odpowiedzieć na to pytanie. Wielkość zasobów gazu łupkowego będzie bowiem dokładnie określona po zakończeniu rozpoznania złóż, kiedy koncesjodawcy (przedsiębiorcy) przedstawią ministrowi do zaakceptowania przygotowane przez siebie dokumentacje geologiczne.

Natomiast współpraca PIG-PIB z amerykańską służbą geologiczną (USGS), w związku z oszacowywaniem potencjalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce, zakończy się opracowaniem, które zawierać będzie jedynie zbliżone do wartości realnych zasoby

tego surowca i nadal będą to tylko wartości szacunkowe. Spodziewane zakończenie prac nad tym dokumentem jest przewidziane na początku następnego roku. Jeszcze raz chcę podkreślić, iż najbardziej wiarygodne szacunki zasobów gazu i pewność co do ich wielkości dadzą informacje z dokumentacji geologicznych złóż.

**Skala prac poszukiwawczych na polskich koncesjach jest największa w Europie, co na wielu forach w Europie wywołuje burzliwe debaty na temat bezpieczeństwa poszukiwań i eksploatacji tych złóż oraz zagrożenia dla środowiska. Czy Polska włącza się do tych dyskusji, prezentuje własne opinie i racje? Czy opracowywane są jakieś szczegółowe badania i ekspertyzy w tym zakresie, wspierające polskie stanowisko?**

W Polsce mamy dobre, zgodne z regulacjami unijnymi, prawo środowiskowe. Mamy instytucje, które pilnują jego przestrzegania. Ponadto, na zlecenie ministra środowiska eksperci z Państwowego Instytutu Geologicznego oraz innych instytucji współpracujących (m.in. Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska – WIOŚ, Instytut Geofizyki PAN) prowadzą dodatkowe badania wpływu prac geologicznych związanych z gazem łupkowym na środowisko, w tym zwłaszcza procesu szczelinowania hydraulicznego.

Ministerstwo Środowiska przygotowało, wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym, materiał dotyczący środowiskowych aspektów poszukiwań i produkcji gazu łupkowego i ropy na-

towej łupkowej. Jest on dostępny na stronie internetowej ministerstwa pod adresem:

<http://www.mos.gov.pl/g2/big/201>.

Również na zlecenie ministra środowiska na początku 2012 roku planowane jest rozpoczęcie prac związanych z kompleksowym projektem pogłębio- nego monitoringu różnych aspektów środowiskowych poszukiwań gazu z łupków. Projekt realizować będzie Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Będą to prawdopodobnie największe, jak dotąd, w Europie badania środowiskowych aspektów prac związanych z gazem z łupków.

Polska, oczywiście, aktywnie włącza się do tych dyskusji, choćby prowadząc działania na forum unijnym. Mają one na celu budowanie pozytywnego wizerunku gazu łupkowego poprzez dostarczenie pełnej informacji na temat standardów bezpieczeństwa środowiskowego. Za pośrednictwem MSZ prowadzone są działania na forum międzynarodowym oraz europejskim w celu pozyskania wsparcia państw europejskich w debacie na forum UE. Elementem tych prac jest prezentowanie polskich doświadczeń, ekspertyz i korzyści wynikających z potencjalnego rozwoju zasobów niekonwencjonalnych w Europie oraz przejrzystości i otwartości polskich działań w tym obszarze.

Wynikiem prac prowadzonych przez Polskę są m.in. działania poprzez bieżącą współpracę z przedstawicielami Polski w Parlamencie Europejskim, aktywny udział w spotkaniach informacyj-



nych w Brukseli, organizowanych dla pracowników administracji unijnej, w celu poszerzenia wiedzy, a także przygotowywanie materiałów informacyjno-analitycznych, artykułów publikowanych przez europosłów i ulotek informacyjnych wspierających ich działania w Brukseli i Strasburgu oraz prowadzenie konsultacji z przedstawicielami KE.

Chciałbym również dodać, że jednocześnie Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska oraz inne polskie instytucje (WIOŚ, PIG, WUG) zaangażowane są w informowanie w kraju społeczeństwa nt. bezpieczeństwa poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków oraz zagrożeń dla środowiska wynikających z tej działalności. Ich pracownicy uczestniczą w spotkaniach informacyjnych z mieszkańcami terenów, na których prowadzone są prace poszukiwawcze gazu łupkowego.

**PIG-PIB monitoruje na bieżąco prace poszukiwawcze na polskich koncesjach. Jakie wnioski wypływają z tych badań, szczególnie w kwestii zagrożenia dla środowiska?**

Na zlecenie ministra środowiska PIG-PIB oraz inne instytucje naukowo-badawcze przeprowadziły ponadstandardowe, dodatkowe badania. Były to kompleksowe badania wpływu szczelinowania hydraulicznego na potencjalnie zagrożone elementy środowiska. Monitorowano oddziaływanie tych prac na krajobraz, wody powierzchniowe i podziemne, gleby oraz powietrze. Sprawdzono także wielkość wstrząsów sejsmicznych generowanych w trakcie szczelinowania.

Wyniki badań są uspokajające. Wstrząsy sejsmiczne nie były wyczuwalne przez ludzi, a jedynie za pomocą specjalistycznej aparatury, nie spowodowały też żadnych zniszczeń. Prace prowadzone na wiertni nie doprowadziły również do zanieczyszczenia wód i gleb.

Z przeprowadzonych badań płynie wniosek, że negatywny wpływ poszukiwań gazu łupkowego na środowisko – pod warunkiem przestrzegania prawa i stosowania najlepszych praktyk przez firmy poszukiwawcze – jest ograniczony.

**Na jakim etapie są prace nad wypracowaniem strategii zagospodarowania potencjalnych złóż? W tej kwestii mamy do czynienia z „szumem informacyjnym”, bo nie ma informacji o pracach nad nowelizacją prawa górniczego, przestało się mówić o prawie naftowym.**

Tak jak wspominałem wcześniej, wielkość zasobów gazu z łupków w Polsce oparta jest obecnie na wartościach szacunkowych. Dopiero udokumentowanie złóż tego surowca i przedstawienie wielkości ich zasobów w postaci dokumentacji geologicznych pozwoli na potwierdzenie, że eksploatacja może być ekonomicznie opłacalna. Wymienione w pytaniu kwestie należą do zagadnień, które zawarte będą w „Polityce energetycznej Polski”. Dokument ten znajduje się w kompetencji ministra gospodarki i będzie w przyszłości nowelizowany.

**Czy już analizuje się jakieś scenariusze, w jaki sposób będzie chroniony interes Skarbu Państwa w czasie, gdy już ruszy eksploatacja potencjalnych złóż?**

Obecnie w rządzie trwają prace nad wypracowaniem mechanizmu fiskalnego w tym zakresie, który zabezpieczy interes Skarbu Państwa a jednocześnie nie spowoduje zaniechania prac poszukiwawczych przez inwestorów.

**Jakie rozwiązania organizacyjne i instytucjonalne będą zastosowane, by sprawnie regulować i nadzorować przyszłą eksploatację zasobów? Czy przewiduje się powstanie agencji rządowej?**

Dotychczas koordynowaliśmy w Ministerstwie Środowiska sprawy poszukiwań gazu z łupków, co zapisaliśmy w mapie drogowej, na której określiliśmy cele i zadania dla poszczególnych resortów. Teraz, kiedy przygotowujemy się do etapu przyszłej ewentualnej eksploatacji, taka koordynacja i instytucjonalne wsparcie powinny być poważnie rozważane. Ale jako były już główny geolog kraju chciałbym się wypowiedzieć tylko o tym, co obecnie udało się zrobić w celu doprowadzenia do udokumentowania zasobów gazu i przygotowania do jego eksploatacji. Kreowanie nowych rozwiązań to zadanie dla obecnego rządu.

**Rozmawiał Adam Cymer**

Rozmowa autoryzowana 12 grudnia br.

Przy odwiercie Lubocino-1, na koncesji Wejherowo nieprzerwanie płonie flara („świeczka”). Otwiera to drogę do dalszych prac na koncesji, których efektem może być uruchomienie wydobycia przemysłowego gazu z łupków oraz potwierdzenie, że prognozy dotyczące znaczących zasobów tego gazu w Polsce są uzasadnione.



# Jaka przyszłość funduszy unijnych dla gazownictwa?

Michał Szpila

Unijna polityka spójności to główne źródło dotacji na inwestycje gazownicze w perspektywie finansowej 2007–2013. Tymczasem propozycje Komisji Europejskiej dotyczące polityki spójności na lata 2014–2020 nie obejmują wsparciem projektów z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz podziemnych magazynów gazu ziemnego. Inwestycje tego typu – zgodnie z propozycją KE – będą mogły uzyskać wsparcie w ramach nowego instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility*). Warunkiem jest jednak, by były to projekty leżące we wspólnym interesie całej UE, zwłaszcza infrastruktura o charakterze transgranicznym.

## PROPOZYCJE KOMISJI EUROPEJSKIEJ

W czerwcu 2011 roku Komisja Europejska przedstawiła propozycje dotyczące wieloletnich ram finansowych na lata 2014–2020, rozpoczynając tym samym formalne negocjacje nad kształtem i wielkością unijnego budżetu. W dokumencie wskazano na konieczność położenia większego nacisku przy wydatkowaniu środków unijnych na rezultaty, zwłaszcza skoncentrowanie się na celach zapisanych w dokumencie strategii „Europa 2020”. Za jedno z podstawowych narzędzi służących osiągnięciu postawionych celów wskazano politykę spójności.

W październiku KE opublikowała szczegółowe projekty rozporządzeń dotyczących narzędzi polityki spójności, w tym m.in. Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego oraz Funduszu Spójności. W przepisach tych wymieniono cele tematyczne oraz priorytety inwestycyjne, istotne z punktu widzenia KE, które mogą zostać objęte pomocą unijną. Wśród nich nie wskazano projektów inwestycji polegających m.in. na budowie gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, a także podziemnych magazynów gazu ziemnego.

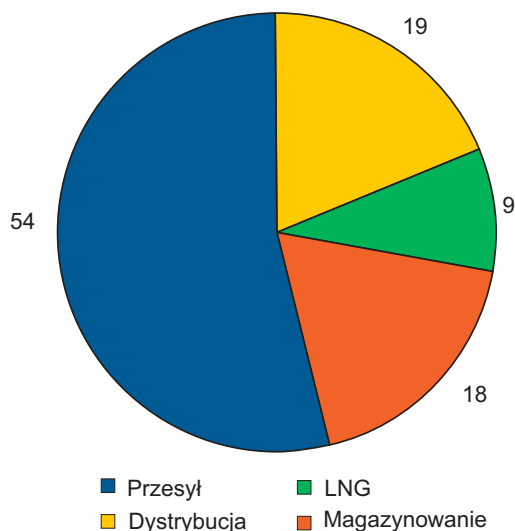
Również w październiku KE przedstawiła projekt rozporządzenia dotyczącego nowego instrumentu pod nazwą „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility*, CEF). Zadaniem CEF jest wspieranie tworzenia i modernizacji sieci europejskich w obszarach transportu, energii oraz telekomunikacji. Ponieważ unijna infrastruktura wciąż składa się w dużym stopniu ze słabo powiązanych sieci w obrębie poszczególnych państw członkowskich, z instrumentu CEF wspierane będą inwestycje o znaczeniu dla całej UE, szczególnie połączenia o charakterze transgranicznym.

Uwzględniając zaproponowane przez KE zasady podziału środków pomocowych na lata 2014–2020, należy uznać, że finansowanie krajowych inwestycji gazowniczych w takim zakresie jak w latach 2007–2013 będzie niemożliwe, a w najlepszym wypadku bardzo utrudnione. Budżet instrumentu CEF w porównaniu z potrzebami w zakresie rozwoju infrastruktury jest niewielki, a w dodatku będzie dzielony pomiędzy wszystkie państwa członkowskie. Szansę na pozyskanie finansowania będą więc miały projekty dobrze umotywowane i przygotowane do rozpoczęcia realizacji. Ponadto, ukierunkowanie tych środków na projekty leżące we wspólnym interesie UE w praktyce wyklucza możliwość pozyskania wsparcia na inwestycje o charakterze regionalnym, takie jak krajowe sieci przesyłowe i dystrybucyjne czy magazyny gazu ziemnego.

## STANOWISKO BRANŻY

Mając na uwadze propozycje KE, Izba Gospodarcza Gazownictwa przygotowała zestawienie planowanych do realizacji przez przedsiębiorstwa branży gazowniczej projektów inwestycyjnych mogących stać się projektami finansowanymi z funduszy UE w latach 2014–2020, wskazując tym samym na olbrzymie potrzeby w zakresie dostępu do bez-

Udział projektów z poszczególnych obszarów według wartości



Rysunek 4. Wizualizacja części napowierzchniowej PMG Wierzchowice



Projekt współfinansowany z funduszy Unii Europejskiej.  
Źródło: PGNiG SA.

zwrotnego źródła finansowania w postaci środków unijnych. Firmy członkowskie poproszone przez IGG o wskazanie projektów kwalifikujących się do dofinansowania, zwłaszcza prowadzących do poprawy bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu efektywności funkcjonowania rynku gazu, poprawy jakości infrastruktury oraz stanu środowiska naturalnego, przekazały propozycje 155 imiennych zadań inwestycyjnych o łącznej wartości 17,5 miliarda złotych. Wśród nich są projekty z obszarów przesyłu gazu ziemnego (m.in. budowa i przebudowa gazociągów, w tym połączeń transgranicznych), dystrybucji gazu ziemnego (budowa i przebudowa gazociągów, gazyfikacje obszarów niezgazyfikowanych), skroplonego gazu ziemnego (rozbudowa terminalu LNG, pregazyfikacja obszarów niezgazyfikowanych) oraz magazynowania gazu ziemnego (rozbudowa podziemnych magazynów).

W świetle propozycji KE dotyczących polityki spójności zaniepokojenie budzi fakt, że jedynie niewielka liczba zgłoszonych do IGG projektów o charakterze przesyłowym i transgranicznym mogłaby liczyć na dofinansowanie w ramach instrumentu CEF. Realizacja pozostałych, bez dofinansowania w latach 2014–2020 w ramach polityki spójności, może stać pod dużym znakiem zapytania. A trzeba pamiętać,

że są to inwestycje istotne nie tylko z punktu widzenia rynku krajowego, ale przyczyniające się do zmniejszenia różnic w poziomie rozwoju pomiędzy regionami i wzrostu konkurencyjności UE.

Zdaniem IGG, konieczne jest zatem podkreślenie w ramach negocjacji budżetu UE na lata 2014–2020 znaczenia inwestycji energetycznych w zakresie rozwoju sieci gazowych i magazynów realizowanych w regionach. Zasadne jest zwłaszcza dążenie do uzupełnienia regulacji ujętych w projekcie rozporządzenia o EFRR o zapisy gwarantujące wsparcie dla takich projektów, m.in. poprzez rozszerzenie katalogu priorytetów inwestycyjnych o wsparcie rozbudowy i modernizacji systemów przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego oraz wsparcie dla budowy i rozbudowy magazynów gazu ziemnego.

## STANOWISKO POLSKI

Zestawienie projektów zostało przekazane do ministerstw Gospodarki i Rozwoju Regionalnego. Stanowisko IGG zostało również zaprezentowane na forum grupy roboczej ds. energetyki, powołanej przy Komitecie Koordynacyjnym NSRO (Narodowe Strategiczne Ramy Odniesienia). Grupa skupia przedstawicieli instytucji odpowiedzialnych za kształtowanie i wdrażanie polityki spójności w Polsce, przedstawicieli samorządów oraz uczestników rynku i przedsiębiorstw branży energetycznej.

W związku z tym, że Polska do końca 2011 roku przewodniczy pracom Rady UE, nie może oficjalnie zaprezentować stanowiska w sprawach negocjacji budżetowych. Dlatego oficjalne stanowisko polskiego rządu, wskazujące na obawy oraz prezentujące treść proponowanych zmian w zapisach rozporządzeń, powstanie na początku 2012 roku. Propozycje zgłoszone przez IGG, uzupełnione o zestawienie projektów inwestycji przedsiębiorstw gazowniczych, mogą stanowić silny mandat negocjacyjny, uwzględniający nie tylko potrzeby przedsiębiorstw gazowniczych, ale też ukierunkowany na wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz spójności całej UE. ■

Artykuł prezentuje stan faktyczny na 11 grudnia 2011 r.

Z okazji Świąt Bożego Narodzenia oraz zbliżającego się Nowego Roku pragniemy serdecznie podziękować za dotychczasową współpracę oraz złożyć Naszym Klientom, Przyjaciółom i Sympatykom moc gorących życzeń, zdrowia, szczęścia i wszelkiej pomyślności



# Propozycje Komisji Europejskiej

## dotyczące wsparcia sektora energetyki ze środków Unii Europejskiej w latach 2014–2020

Jarosław Orliński

W październiku 2011 roku Komisja Europejska przedstawiła projekty rozporządzeń dotyczących funduszy Unii Europejskiej, z których wsparcie otrzyma sektor energetyki w latach 2014–2020. Jakiego rodzaju inwestycje – zdaniem Komisji Europejskiej – powinny uzyskać dofinansowanie?

W latach 2007–2013 w sektorze energetyki w Polsce większość środków unijnych została przeznaczona na **zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa**. Około 941,4 mln euro z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) wdrażane jest w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” (PO IiŚ). Fundusze te ukierunkowane są na rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowę i rozbudowę magazynów gazu ziemnego oraz sieci dystrybucyjnych gazu na terenach niezgazyfikowanych.

Warto również zauważyć, że ze środków Funduszu Spójności (FS) w ramach PO IiŚ znaczącą część alokacji przeznaczono dla obszaru **odnawialnych źródeł energii (OZE) i efektywności energetycznej** (ok. 780,9 mln euro). Fundusz Spójności wspiera inwestycje w zakresie budowy lub modernizacji jednostek wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujących biomasę, biogaz, energię wiatru oraz wody, a także jednostki wytwarzania ciepła przy wykorzystaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu z odnawialnych źródeł energii (np. elektrociepłownie na biomasę). W rezultacie, inwestycje te przyczyniają się do zmniejszenia zużycia energii pierwotnej oraz emisji CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych oraz do wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

W opublikowanym przez Komisję Europejską 29 czerwca 2011 r. komunikacie w sprawie wieloletnich ram finansowych (WRF) na okres 2014–2020 pt. „Budżet z perspektywy Europy 2020”, zaproponowano podział środków na poszczególne polityki, w tym politykę spójności (z której Polska chciałaby otrzymać ok. 80 mld euro, a na pewno nie mniej niż w obecnym okresie programowania), oraz utworzenie nowego, zintegrowanego instrumentu dla realizacji europejskich priorytetów inwestycyjnych w obszarze transportu, energetyki i telekomunikacji, zwanego instrumentem „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility*).

W październiku 2011 roku Komisja Europejska przedstawiła wiele projektów rozporządzeń określających mechanizmy finan-

sowania w latach 2014–2020 ze środków UE, w tym między innymi sektora energetyki. W ramach polityki spójności KE zaproponowała, aby w ramach EFRR państwa członkowskie przeznaczały minimalny poziom alokacji na wybrane cele tematyczne. Jednym z nich jest wspieranie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną we wszystkich sektorach. Osiągnięciu tego celu pomagać będą inwestycje w zaproponowanych przez KE pięciu obszarach inwestycyjnych dotyczących m.in. wspierania efektywności energetycznej i promowania produkcji i dystrybucji odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z propozycją KE, w regionach słabiej rozwiniętych (tj. takich, w których PKB na mieszkańca wynosi poniżej 75% średniej w UE), co najmniej 6% środków EFRR na szczeblu krajowym powinno zostać przeznaczonych na ten właśnie cel. W przypadku Polski sytuacja taka wystąpi w 15 województwach. Niemieszczące się w tej grupie województwo mazowieckie, które – z powodu większego niż 75% PKB na mieszkańca – zaliczone zostało do grupy regionów przejściowych, będzie musiało zmierzyć się z bardziej wyśrubowanymi wymogami. Regiony takie będą mogły liczyć na nieco mniejsze wsparcie ze środków polityki spójności. Poza tym – jako zamożniejsze – będą musiały sprostać większym wymogom związanym z koncentracją wsparcia. Zgodnie z projektem rozporządzenia EFRR, regiony te w zakresie energetyki będą musiały przeznaczyć co najmniej 20% środków EFRR na priorytety związane z efektywnością energetyczną i odnawialnymi źródłami energii.

Warto porównać procentową wielkość środków polityki spójności z okresu 2007–2013 w Polsce, przeznaczonych na projekty z zakresu efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii z powyższymi propozycjami Komisji Europejskiej. W ramach środków EFRR 2007–2013 na projekty z zakresu efektywności energetycznej i OZE przeznaczono 1,3%. Natomiast dla całego sektora energetyki (OZE, efektywność energetyczna, a także bezpieczeństwo energetyczne), wspieranego ze środków FS i EFRR, przeznaczono w ramach polityki spójności 3,4%. Porównanie to pokazuje, jak dużo – jeśli taka propozycja KE zostanie utrzymana – będziemy musieli zrobić, aby osiągnąć cele zaproponowane przez KE.

Zgodnie z projektem rozporządzeń dotyczących FS i EFRR, w ramach tych funduszy środki mogą być przeznaczone m.in. na wspieranie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej we wszystkich sektorach. Do szczegółowych rodzajów projektów, które mogłyby otrzymać wsparcie zaliczono:

- 1) promowanie produkcji i dystrybucji odnawialnych źródeł energii;
- 2) promowanie efektywności energetycznej i wykorzystywania odnawialnych źródeł energii w MSP;



3) wspieranie efektywności energetycznej i wykorzystywania odnawialnych źródeł energii w infrastrukturach publicznych i sektorze mieszkaniowym;

4) opracowanie inteligentnych systemów dystrybucji na sieciach niskiego napięcia;

5) promowanie strategii niskoemisyjnych dla obszarów miejskich.

Aby tego typu projekty mogły otrzymać wsparcie, przed uruchomieniem refundacji środków beneficjentom muszą być wdrożone do porządku prawnego państwa członkowskiego dyrektywy unijne. W zakresie sektora efektywności energetycznej:

- 2010/31/EU – „W sprawie charakterystyki energetycznej budynków”;
- 2006/32/EC – „W sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych”;
- 2004/8/EC – „W sprawie promowania kogeneracji opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii”.

Natomiast w zakresie sektora OZE dyrektywa 2009/28/EC – „W sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych”.

Przyszłe programy operacyjne będą mogły być zatwierdzone przez KE nawet przed implementacją powyższych dyrektyw do porządku prawnego państwa członkowskiego, natomiast nie będą mogły zostać wypłacone środki beneficjentom za już zrealizowane prace budowlane.

W zakresie sektora gazowego należy zwrócić szczególną uwagę na fakt, że obecne propozycje Komisji Europejskiej w zakresie EFRR nie uwzględniają wsparcia bezpieczeństwa energetycznego, do którego ten obszar niewątpliwie się zalicza. W propozycji KE ze wsparcia EFRR zostały wyłączone inwestycje liniowe i przyłączeniowe (gazowe, elektryczne i przesył ropy naftowej), a także z zakresu magazynowania i dystrybucji energii elektrycznej, gazu i ropy naftowej. Obecnie w ramach POIiŚ takie inwestycje są finansowane ze środków polityki spójności właśnie ze środków EFRR.

Inwestycje te, ale w ograniczonym zakresie, będą mogły uzyskać wsparcie z nowego mechanizmu finansowego Komisji Europejskiej, jakim jest instrument „Łącząc Europę” (CEF). 19 października 2011 r. Komisja Europejska przedstawiła wniosek w sprawie rozporządzenia ustanawiającego ten instrument. W jego ramach wsparcie będą mogły otrzymać sektory: transportu, społeczeństwa informacyjnego oraz energetyki.

W ramach sektora energetyki wsparcie będą mogły otrzymać *de facto* projekty o oddziaływaniu transeuropejskim, ponieważ celem tego instrumentu w tym sektorze będzie promowanie dalszej integracji jednolitego rynku energetycznego i interoperacyjności transgranicznych sieci energii elektrycznej i gazowej. W tym poprzez zagwarantowanie, że żadne państwo członkowskie nie pozostanie odizolowane od sieci europejskiej oraz zapewnienie w UE bezpieczeństwa dostaw, zrównoważonego rozwoju i ochrony środowiska, zwłaszcza poprzez rozwiązania sprzyjające włączeniu energii ze źródeł odnawialnych do sieci przesyłowych i rozwój sieci przesyłowej dwutlenku węgla, a także bloków energetycznych na bazie gazu ziemnego.

Dla projektów z sektora energetyki ze wszystkich krajów członkowskich UE zaproponowano wsparcie w wysokości 9,121 mld euro w ramach CEF.

W związku z tym, że kwota środków proponowana przez KE na sektor energetyki w ramach CEF może być niewystarczająca

w stosunku do potrzeb poszczególnych krajów, zaproponowano, aby – oprócz dotacji – innymi formami finansowania projektów były obligacje projektowe oraz gwarancje. Warto również zauważyć, że – zgodnie z propozycją KE – w ramach CEF podatek VAT nie będzie kosztem kwalifikowanym.

Wnioski o dofinansowanie z instrumentu CEF będą wybierane na poziomie wspólnotowym (inaczej niż w ramach polityki spójności) przez Komisję Europejską, co *de facto* oznaczać będzie, że duże projekty z całej UE będą ze sobą konkurować.

Projekty takie będą składane do KE przez państwa członkowskie lub grupę państw członkowskich, organizacje międzynarodowe, wspólne przedsięwzięcia bądź przedsiębiorstwa lub instytucje publiczne lub prywatne, ustanowione w państwach członkowskich, jak również podmioty niemające osobowości prawnej, zgodnie z obowiązującym prawem krajowym (pod warunkiem, że ich przedstawiciele są umocowani do podejmowania zobowiązań w ich imieniu i udzielania gwarancji co do ochrony finansowych interesów UE równoważnych gwarancjom udzielanym przez osoby prawne). W przypadku wniosków o dotacje konieczne będzie również dołączenie zgody państw członkowskich, których dotyczy taki projekt.

W załączniku do rozporządzenia CEF znajduje się wykaz priorytetowych korytarzy i obszarów w dziedzinie infrastruktury energetycznej (elektroenergetyka, gaz i ropa). W ramach tylko tych korytarzy wsparcie będą mogły otrzymać projekty, o ile udowodniony zostanie ich paneuropejski charakter.

Co do zasady, w ramach tego sektora beneficjenci będą mogli liczyć na współfinansowanie do 50% kosztów kwalifikowanych w zakresie prac studyjnych i robót budowlanych. W ściśle określonych przypadkach (na razie dokładnie nie wiadomo jakich) możliwe będzie zwiększenie dofinansowania do 80%. Natomiast należy pamiętać, że – zdaniem KE – główną rolę w zakresie takich inwestycji mają odegrać rynek i budżety narodowe, co oznacza *de facto* większą rolę instrumentów inżynierii finansowej kosztem dotacji.

Warto tutaj również zwrócić uwagę na kwestię konieczności szybkiego przygotowania dokumentacji technicznej dla takich projektów, co oznacza, że do wsparcia będą wybierane projekty gotowe do realizacji. Ważne jest również to, że w przypadku nierozpoczęcia prac budowlanych w rok od daty ustalonej w warunkach regulujących przyznanie pomocy, KE może zdecydować o anulowaniu przyznanego dofinansowania, zaś gdy w okresie dwóch lat od ustalonej daty nie zostanie zakończone wdrażanie projektu, może zostać podjęta decyzja o konieczności zwrotu dotacji.

Obecnie trwają konsultacje projektów rozporządzeń. KE zbiera uwagi od poszczególnych państw członkowskich oraz partnerów społecznych i gospodarczych. W związku z tym, że Polska do końca br. przewodniczy pracom Rady UE, oficjalne stanowisko polskiego rządu dotyczące pakietu rozporządzeń związanych z polityką spójności oraz instrumentu „Łącząc Europę” zostanie opublikowane w nadchodzącym roku. Wobec tego warto już dziś zapoznać się z tymi pomysłami i przedstawić propozycje, które będą uwzględniać polską rację stanu. ■

Autor jest zastępcą dyrektora Departamentu Koordynacji Programów Infrastrukturalnych w Ministerstwie Rozwoju Regionalnego.

# Rozbudowa PMG Wierzchowice

Grzegorz Gałek, Mariusz Belczyk

Rozbudowa PMG Wierzchowice to jeden z największych projektów inwestycyjnych realizowanych przez PGNiG SA.

Po zakończeniu rozbudowy tego obiektu będzie można w nim zgromadzić 1,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego.

Całkowita pojemność czynna obecnie eksploatowanych sześciu podziemnych magazynów gazu ziemnego (PMG) wysokometanowego w Polsce wynosi prawie 1,8 mld m<sup>3</sup>. Będące własnością PGNiG SA podziemne magazyny gazu pozwalają na realizację zawartych kontraktów zakupu i sprzedaży gazu ziemnego. Zapewniają także rezerwy gazu ziemnego na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach (np. na skutek awarii) i umożliwiają pokrywanie sezonowych nierównomierności poboru gazu. Program rozbudowy pojemności magazynowych w Polsce oparty jest na założeniach wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny oraz zmian w strukturze jego zużycia. Przewidywany jest wzrost zużycia gazu, który nastąpi głównie w ciepłownictwie i energetyce.

Cele rozbudowy PMG Wierzchowice określone zostały następująco:

- wzrost pojemności czynnej z 575,00 mln m<sup>3</sup> do 1,2 mld m<sup>3</sup> (na obecnym etapie realizacji rozbudowy PMG),
- uzyskanie mocy odbioru gazu pozwalającej odebrać całą pojemność czynną PMG w 110 dni (maks. 600 tys. m<sup>3</sup>/h),
- zatłoczenie gazu ziemnego w całej pojemności czynnej PMG w najwyżej 130 dni (400 tys. m<sup>3</sup>/h).

PMG Wierzchowice utworzono na bazie złoża gazu ziemnego Wierzchowice, odkrytego w 1972 roku. Zasoby geologiczne złoża zostały określone na 11,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego zaazotowanego. Złoże to charakteryzowało się dużą zawartością azotu (N<sub>2</sub>) w gazie rodzimym, wynoszącą prawie 28%. Jego eksploatację prowadzono do 31.03.1995 roku. Do tego czasu w latach 1972–1995 wydobyto 7,9 mld m<sup>3</sup> gazu, co stanowiło 65,6% zasobów złoża. W tym samym czasie ciśnienie złożowe obniżyło się

z 16,5 MPa do ok. 5,52 MPa. Pozostawiony w złożu gaz został wykorzystany do utworzenia poduszki gazowej (bufora), zabezpieczającej przyszłą pojemność czynną PMG Wierzchowice, głównie przed niekorzystnym oddziaływaniem wód podścielających. Wykorzystanie rodzimego gazu zaazotowanego przyczyniło się do skrócenia czasu budowy PMG Wierzchowice, a ponadto, znacząco ograniczyło nakłady z nią związane. W 1995 roku kopalnię Wierzchowice przekształcono w podziemny magazyn gazu. PGNiG SA uzyskało koncesję 11/95 na bezziornikowe magazynowanie gazu ziemnego w górotworze w obrębie obszaru górniczego Wierzchowice. Rozpoczęto wówczas realizację tzw. etapu zerowego budowy magazynu. W wyniku realizacji tej inwestycji w szcerpanym złożu Wierzchowice stworzone zostały możliwości magazynowania 575 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego (E). Do połowy roku 2011 w PMG Wierzchowice wykonano 16 pełnych cykli zatłoczenia i odbioru gazu.

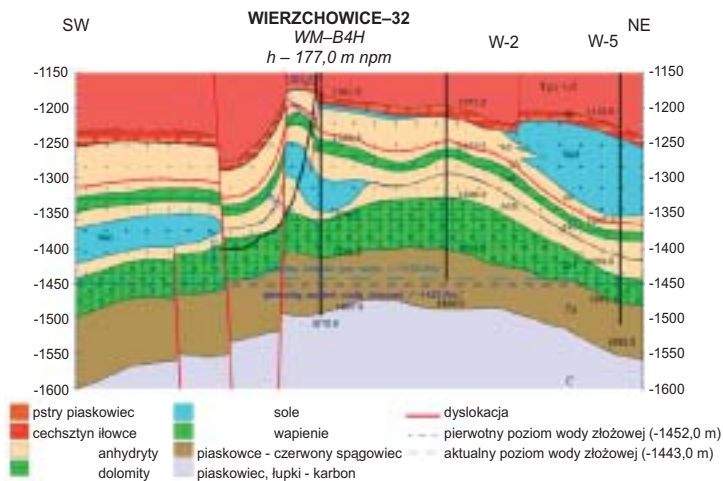
Bardzo ważnym elementem rozbudowy PMG Wierzchowice jest kwestia zakupu gazu buforowego. Niezbędną ilość gazu buforowego ustalono na podstawie przygotowanego w 2001 roku raportu zawierającego m.in. analizę funkcjonowania, scenariusze rozwojowe PMG Wierzchowice oraz model symulacyjny. Zatłoczenie gazu buforowego wynika przede wszystkim z potrzeby wytworzenia w złożu odpowiedniego ciśnienia gazu, wystarczającego do uzyskania wydajności niezbędnych do odbioru pojemności czynnej w projektowanym czasie. Drugim powodem, specyficznym dla PMG Wierzchowice, jest konieczność wytworzenia w złożu strefy czystego metanu, która gwarantuje dostarczanie klientom PGNiG SA gazu o kaloryczności wynoszącej co najmniej 48 MJ/m<sup>3</sup>.

Tabela 1. Podziemne magazyny gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce

Nazwa magazynu	Rodzaj magazynu	Pojemność czynna (mln m <sup>3</sup> )	Maks. moc odbioru (mln m <sup>3</sup> /d)
PMG Wierzchowice	złożowy	575,00	4,80
PMG Strachocina	złożowy	330,00	3,85
KPMG Mogilno	kawernowy	378,00	20,64
PMG Husów	złożowy	350,00	5,76
PMG Swarzędz	złożowy	90,00	1,00
PMG Brzeźnica	złożowy	65,00	0,93
Suma		1 788,00	

Źródło: PGNiG SA (dane aktualne na 30.10.2011 roku).

Rysunek 1. Przekrój stratygraficzny złoża gazu ziemnego Wierzchowice



Źródło: PGNiG SA.

## PMG WIERZCHOWICE

PMG Wierzchowice znajduje się w południowo-zachodniej Polsce w niewielkiej odległości od aglomeracji wrocławskiej. Jest to obszar działalności zielonogórskiego Oddziału PGNiG SA. Obszar rozbudowywanego PMG Wierzchowice znajduje się w obrębie Kotliny Żmigrodzkiej, która stanowi część Pradoliny Warszawsko-Berlińskiej. Teren tego podziemnego magazynu gazu ziemnego znajduje się częściowo na obszarze Parku Krajobrazowego „Dolina Baryczy”. O powstaniu tego parku zdecydowały unikalne walory krajobrazowe i przyrodnicze rejonu Dolnego Śląska. Przedmiotowa inwestycja prowadzona jest przez PGNiG SA z pełnym, faktycznym poszanowaniem przyrody oraz w zgodzie z regulacjami prawnymi z zakresu ochrony środowiska naturalnego.

## CZĘŚĆ PODZIEMNA

Struktura geologiczna złoża Wierzchowice związana jest z brachyantyklinalnym paleowyniesieniem w czerwonym spągowcu i oblekającym je wapieniem podstawowym. W stropie wapienia podstawowego struktura ma kształt w miarę regularnej brachyantykliny, o kierunku osi podłużnej NWW-SEE. Złoże Wierzchowice podzielone jest na dwa elementy strukturalne – pierwszy z nich to element centralny, obejmujący zasadniczą część struktury geologicznej, na którym odwiercono większość otworów. Natomiast drugi element – zachodni – jest oddzielony izolowaną strefą dyslokacyjną o przebiegu NW-SE. Złoże gazu ziemnego Wierzchowice ma charakter masywowy. Akumulacja gazu występuje w trzech typach kolektorów: a) porowatych wapieniach i dolomitach górnej serii wapienia podstawowego, b) zbitych wapieniach i dolomitach dolnej serii wapienia podstawowego, c) stropowej partii czerwonego spągowca. Na rysunku 2. przedstawiony został przekrój stratygraficzny obrazujący wyżej wymienione warstwy.

### Podstawowe parametry złoża Wierzchowice:

- akumulacja gazu – w wapieniu podstawowym i czerwonym spągowcu,
- typ zbiornika – porowo-szczelinowy,
- system energetyczny – wolumetryczny,
- powierzchnia złoża – 24,33 km<sup>2</sup>,

- miąższość złoża – maksymalna 125,5 m; średnia 44 m,
- kontur wody podścielającej (pierwotny) – 1452 m,
- horyzonty uszczelniające – pakiet ilowcowo-anhydrytowo-solny cechsztynu,
- porowatość skały zbiornikowej uśredniona dla części złożowej:
  - wapień, seria górna – od 6,8% do 16,1%,
  - wapień, seria dolna – od 1,7% do 7,1%,
  - czerwony spągowiec – od 2% do 19,7%,
- przepuszczalność skały zbiornikowej uśredniona dla części złożowej:
  - wapień, seria górna – od 2,38 mdcy do 159,9 mdcy,
  - wapień, seria dolna – od 0,1 mdcy do 17,7 mdcy,
  - czerwony spągowiec – od 4 mdcy do 28,8 mdcy,
- temperatura złoża – 336 K (63°C).

## SPOSÓB UDOSTĘPNIENIA STREFY MAGAZYNOWEJ

Strefę magazynową w PMG Wierzchowice stanowi górna seria wapienia podstawowego, której miąższość w centralnej i południowej części struktury waha się od 30 do 50 m. W kierunku NE ulega ona wyklinowaniu. Objętość przestrzeni porowej w wymienionej serii umożliwia zmagazynowanie do 3,5 mld m<sup>3</sup> gazu. Dla PMG Wierzchowice na etapie 1,2 mld m<sup>3</sup> zaprojektowano, i wykonano jako robocze odwierty horyzontalne o długości odcinka poziomego od 350 do ok. 700 m w strefie magazynowej i o średnicy kolumny rur eksploatacyjnych 7" (jeden 5"). Zgodnie z obliczeniami przewiduje się uzyskanie średniej wydajności z odwiertu od 1200 do 600 m<sup>3</sup>/min w przedziale ciśnień 12,0–9,0 MPa.

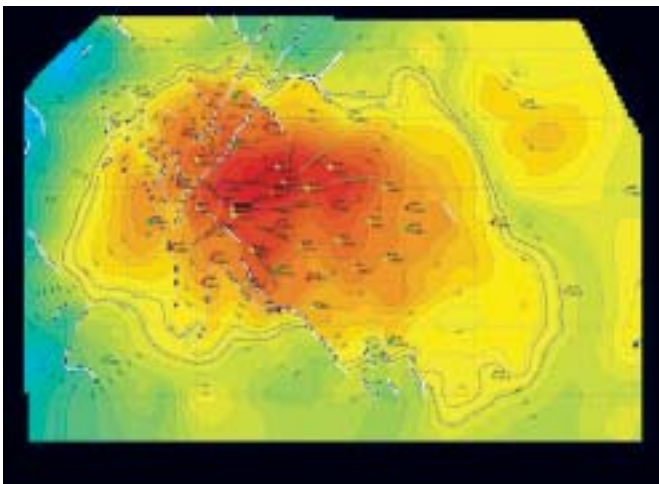
Dla uzyskania założonych zdolności eksploatacyjnych, w etapie rozbudowy PMG Wierzchowice do pojemności czynnej 1,2 mld m<sup>3</sup> wykonano 12 odwiertów z odcinkami poziomymi (8 do roku 2005, a 4 w latach 2009–2010). Otwory zgrupowano w dwóch klastrach (ośrodkach grupowych): klaster B – 7 odwiertów oraz klaster A – 5 odwiertów. Strop wapienia cechsztyńskiego wraz z rozmieszczeniem odcinków horyzontalnych odwiertów eksploatacyjnych przedstawiono na rysunku 3.

Z rysunku 2. wynika, że 12 odwiertów horyzontalnych PMG Wierzchowice, z których każdy jest nieco inaczej zorientowany, umożliwi optymalizację parametrów zatłaczania i odbioru gazu wysokometanowego ze złoża. W praktyce lokalizacja odwiertów w obrębie dwóch klastrów powoduje także skoncentrowanie przestrzenne towarzyszącej im, niezbędnej napowierzchniowej infrastruktury technicznej. Dla projektu inwestycyjnego oznacza to niższe koszty inwestycyjne. Skoncentrowanie odwiertów horyzontalnych PMG Wierzchowice w relatywnie małych powierzchniowo ośrodkach grupowych oznacza również ograniczenie do niezbędnego minimum ingerencji w środowisko naturalne.

## CZĘŚĆ NAPOWIERZCHNIOWA

Obiekty PMG Wierzchowice położone na powierzchni ziemi tworzą tzw. część napowierzchniową (w odróżnieniu od opisaną wyżej części podziemnej magazynu). Składa

Rysunek 2. Strop wapienia cechsztyńskiego złoża gazu ziemnego Wierzchowice wraz z rozmieszczeniem horyzontalnych odwiertów eksploatacyjnych



Źródło: PGNiG SA.

się ona z następujących instalacji technologicznych i pomocniczych.

Do instalacji technologicznych zaliczane są: instalacja kompresorów gazu, turboekspander i układ redukcyjny, stacja rozdziału gazu, filtry wlotowe gazu, stacja pomiarowa gazu, instalacja osuszania gazu i regeneracji glikolu, stacja wymienników ciepła, ośrodki grupowe (klastry) A, B i W.

Do instalacji pomocniczych zaliczane są: gazowo-parowy blok elektroenergetyczny, stacja redukcyjno-pomiarowa dla potrzeb własnych, odgazowywacz ścieków technologicznych, odgazowywacz wody złożowej, stacja sprężonego powietrza, instalacja azotu, kotłownia awaryjna (rezerwowa), instalacja metanolu, instalacja zatłaczania wód złożowych, instalacja uzdatniania wody technologicznej i wody kotłowej, kolumna wydmuchowa, instalacja ścieków technologicznych, urządzenie do kontroli ciśnienia płynu nadpakerowego.

W części napowierzchniowej PMG Wierzchowice na terenie, na którym będą znajdować się wszystkie podstawowe instalacje technologiczne i pomocnicze, znajduje się ośrodek grupowy (klastr) B z siedmioma odwiertami z odcinkami horyzontalnymi. Pozostałe odwierty z odcinkami horyzontalnymi znajdują się w ośrodku grupowym (klastrze) A.

Obiekty części napowierzchniowej PMG Wierzchowice będą działały w trybie zatłaczania, odbioru gazu lub tylko produkcji energii. W trybie zatłaczania gaz ziemny będzie dostarczany gazociągiem DN 1000. Następnie przez filtry gazu, gdzie usuwane będą zanieczyszczenia stałe i ciekłe, podawany będzie do stacji pomiarowej. Tu mierzone będzie natężenie przepływu oraz sumaryczna ilość przepływającego gazu. Dalej gaz kierowany będzie do kolektora ssącego kompresorów. Po sprężeniu gaz będzie chłodzony powietrzem w chłodnicach wentylatorowych tak, aby jego temperatura nie przekroczyła 50°C. Na kolejnym etapie gaz przepływać będzie do stacji rozdziału, gdzie nastąpi podział na poszczególne odwierty. Rozdział strumienia gazu umożliwią będą zawory regulacyjne zabudowane na każdym ciągu połączonym gazociągami złożowymi z odwiertami. Ze stacji

rozdziału gazu indywidualnymi rurociągami gaz ziemny doprowadzony będzie do głowic odwiertów rozmieszczonych w ośrodkach grupowych (klastrach) A i B.

W trybie odbioru gaz ziemny z odwiertów pod ciśnieniem złożowym kierowany będzie rurociągami złożowymi na ciągi regulacyjno-pomiarowe stacji rozdziału gazu, gdzie będzie zbierany do wspólnego kolektora. Za pomocą sterowania ciągami będzie ustalona liczba odwiertów i ich wydajność odpowiednio do założonej wydajności magazynu. Z kolektora gaz kierowany będzie do stacji wymiennika ciepła (chłodnicy wentylatorowej) w celu schłodzenia przed osuszeniem. Następnie trafi do stacji osuszania, która składa się z dwóch kolumn adsorpcyjnych. Z gazu usuwana będzie wilgoć za pomocą TEG (trójetyloglikolu) tak, aby jego punkt rosy był zgodny z normą. Ze stacją osuszania będzie współpracował układ regeneracji dla TEG wraz ze zbiornikami zużytego i świeżego TEG. Każda kolumna będzie miała swój układ regeneracji, natomiast cała stacja dodatkowo jeszcze jeden, który stanowić będzie rezerwę dla pozostałych. Po osuszeniu gaz kierowany będzie na filtr i wymiennik ciepła w celu podgrzania przed redukcją ciśnienia. Po podgrzaniu strumienia gazu jego ciśnienie zostanie zredukowane turboekspandem lub zaworami redukcyjnymi do wartości ciśnienia wylotowego wymaganego w systemie gazowniczym. Następnie gaz z PMG Wierzchowice będzie podawany do układu pomiarowego i dalej – po pomiarze – do systemu przesyłowego rurociągiem DN 1000.

Główne obiekty napowierzchniowe PMG Wierzchowice to instalacja kompresorów gazu, turboekspander z układem redukcyjnym oraz blok gazowo-parowy (energetyczny). Budowa bloku gazowo-parowego (energetycznego) nie wchodzi w zakres projektu unijnego.

## INSTALACJA KOMPRESORÓW GAZU

Zadaniem agregatów sprężających będzie sprężanie gazu od ciśnienia panującego w gazociągu dolotowym DN 1000 do aktualnego ciśnienia panującego w magazynie z uwzględnieniem oporów przepływu. Stacja sprężania składa się z dwóch agregatów sprężających. Każdy zespół zawiera dwustopniową bezolejową sprężarkę odśrodkową wyposażoną w łożyska magnetyczne, napędzaną przez wysokoobrotowy silnik elektryczny z przemiennikiem częstotliwości oraz separatory i chłodnice dla części nisko- i wysokociśnieniowej. Każdy stopień sprężarki zawiera osobny zawór antypompażowy.

Ze względu na wysoki stopień sprężania w końcowej fazie napełniania PMG, układ orurowania tak zaprojektowano, aby umożliwić pracę równoległą lub szeregową, co pozwala na lepsze wykorzystanie mocy sprężarek. Przy wyższych ciśnieniach na głowicy odwiertu będą pracować oba agregaty sprężające – oba stopnie będą wtedy pracowały szeregowo. Praca w trybie równoległym jest możliwa przy niskim ciśnieniu w głowicy odwiertu, jeżeli różnica ciśnienia między ssaniem i tłoczeniem umożliwia takie działanie. Przy takiej konfiguracji wydajność każdego agregatu sprężającego jest wyższa niż przy pracy w konfiguracji szeregowej.

## TURBOEKSPANDER Z UKŁADEM REDUKCYJNYM

Zadaniem turboekspandera i układu redukcyjnego jest obniżenie ciśnienia gazu oddawanego do sieci w trybie odbioru gazu z magazynu. Zespół turboekspandera ma tę zaletę, że może łączyć funkcję rozprężania gazu z produkcją energii elektrycznej. Cały obiekt jest zaprojektowany na maksymalny przepływ 600 tys. m<sup>3</sup>/h. Przepustowość turboekspandera wynosi 600 tys. m<sup>3</sup>/h, podczas gdy każdy z dwóch zaworów redukcyjnych ma przepustowość 300 tys. m<sup>3</sup>/h (3 x 50%). Ciśnienie gazu na wlocie do obiektu wynosi od 8,5 MPa do 12,5 MPa, podczas gdy ciśnienie gazu wylotowego wynosi od 8,4 MPa do 5,5 MPa. Temperatura pracy na wlocie obiektu wynosi od +15°C do +25°C, podczas gdy temperatura na wylocie wynosi od +3°C do +25°C. Gaz wchodzący do obiektu jest osuszony. Następnie gaz przechodzi przez filtr, w którym usuwane są ewentualne zanieczyszczenia.

## BLOK GAZOWO-PAROWY (ENERGETYCZNY)

Blok gazowo-parowy składa się z turbiny gazowej kotła odzysknicowego, turbiny parowej oraz chłodzonego powietrzem skraplacza pary wraz z pompami skroplin. Woda chłodząca wykorzystywana w bloku gazowo-parowym jest dostarczana w zamkniętym obiegu wody chłodzącej z chłodziwą powietrzną. Ciepło potrzebne dla procesu i do ogrzewania budynków jest pobierane z bloku gazowo-parowego i przekazywane użytkownikom za pośrednictwem wymiennika ciepła i zamkniętego obiegu cieplnego. Instalacja PMG Wierzchowice będzie pracowała w trybie zatłaczania i odbioru gazu. Zgodnie z tymi trybami pracy, blok gazowo-parowy będzie zasilał PMG Wierzchowice zarówno w energię elektryczną, jak i ciepłą. W trybie zatłaczania, gdy gaz jest zatłaczany do złoża przez sprężarki, blok jest nastawiony na maksymalną produkcję energii elektrycznej. W sezonie zimowym blok będzie wytwarzał energię elektryczną i ciepłą do wy-

mienników ciepła układów redukcji ciśnienia i do budynków. Blok gazowo-parowy jako elektrownia może pracować w trybie kombinowanym albo prostym. Energia elektryczna jest generowana w elektrowni przez turbinę gazową i turbinę parową. Na potrzeby własne używana jest tylko część energii elektrycznej, podczas gdy nadmiar jest odprowadzany do krajowej sieci energetycznej. Moc wyjściowa będzie przez cały rok maksymalizowana, dając priorytet zapotrzebowaniu na ciepło do celów procesowych i ogrzewania. Zapotrzebowanie to jest największe w zimie, gdy gaz jest odbierany z PMG. Latem zapotrzebowanie jest ograniczone do ogrzewania gazu kierowanego do turbiny gazowej. Możliwe jest także wykorzystanie ciepła przez innych potencjalnych odbiorców.

\*\*\*

Rozbudowa PMG Wierzchowice to jeden z największych projektów inwestycyjnych realizowanych przez PGNiG SA. Już w momencie rozpoczęcia tej inwestycji w 2007 roku był to największy w Polsce podziemny magazyn gazu ziemnego o pojemności 575 mln m<sup>3</sup>. Po zakończeniu rozbudowy tego obiektu będzie można w nim zgromadzić 1,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego, tj. o 625 mln m<sup>3</sup> więcej niż obecnie. PMG Wierzchowice będzie zatem największym obiektem tego typu w naszym kraju, bardzo ważnym dla sprawnego, bezawaryjnego działania krajowego systemu gazowniczego. Warto pamiętać, że rozbudowa PMG Wierzchowice nie tylko powiększa dostępne pojemności magazynowe w Polsce, ale także pośrednio – wraz z innymi inwestycjami strategicznymi – wpływa na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski i innych krajów Unii Europejskiej. To m.in. dlatego realizowane przez PGNiG SA projekty PMG mogą korzystać ze wsparcia finansowego z funduszy unijnych.

Zrealizowanie wskazanych wyżej strategicznych celów jest możliwe i uzasadnione ekonomicznie wówczas, gdy eksploatacja obiektów tworzących infrastrukturę systemu gazowniczego planowana jest w długim okresie, do kilkudziesięciu lat. Tak jest właśnie w przypadku PMG Wierzchowice, dla którego we wszystkich analizach ekonomicznych i finansowych przyjęto 40-letni czas użytkowania. Oznacza to m.in., że spełniony zostanie stawiany przez KE wymóg minimum 5-letniej trwałości organizacyjno-finansowej projektu. Wydana 23.06.2010 roku zgoda KE na udzielenie pomocy publicznej przy realizacji projektów PMG w Polsce ma jedynie wstępny, warunkowy charakter. Dofinansowanie powinno zostać wykorzystane przez PGNiG SA jako beneficjenta do 2015 roku. Jednak nowe pojemności magazynowe mają być – zgodnie z zasadą *Third Party Access* (TPA) – udostępniane podmiotom działającym na polskim rynku. ■

**Grzegorz Gałek,  
Mariusz Belczyk,**

Departament Inwestycji PGNiG SA

Tabela 2. Parametry technologiczne PMG Wierzchowice po rozbudowie do pojemności czynnej 1,2 mld m<sup>3</sup>

Zatłaczanie gazu do PMG Wierzchowice	jednostki	
Maksymalna wydajność zatłaczania gazu	[mln m <sup>3</sup> /dobę]	9,6
Maksymalne natężenie przepływu gazu	[tys. m <sup>3</sup> /h]	400
Minimalne natężenie przepływu gazu	[tys. m <sup>3</sup> /h]	100
Przewidywane ciśnienie złożowe po fazie zatłaczania	[MPa]	12,7
Ciśnienie na wejściu do PMG	[MPa]	5,5–4,0
Czas cyklu zatłaczania	[dni]	130
Odbiór gazu z PMG Wierzchowice	jednostki	
Maksymalna wydajność odbioru gazu	[mln m <sup>3</sup> /dobę]	14,4
Maksymalne natężenie odbioru gazu	[tys. m <sup>3</sup> /h]	600
Minimalne natężenie odbioru gazu	[tys. m <sup>3</sup> /h]	100
Przewidywane ciśnienie złożowe po fazie odbioru	[MPa]	8,5
Ciśnienie na wyjściu z PMG	[MPa]	8,4–5,5
Czas cyklu odbioru	[dni]	110

Źródło: PGNiG SA.



# Barbórka

## Zabrze 2011

W okresie 30 listopada – 1 grudnia 2011 roku w Zabrzu odbyły się obchody święta branżowego pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG – Barbórka Centralna Zabrze' 2011. Gospodarzem uroczystości było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w Warszawie, a organizatorem Górnictwa Śląska Spółka Gazownictwa w Zabrzu.

Uroczystości związane z tegorocznym świętem górniczym rozpoczęły się powitalną kolacją, przygotowaną w Hali Wystaw Kapeluszy w Wojewódzkim Parku Kultury i Wypoczynku w Chorzowie, której towarzyszył występ wokalny Marty Wilk oraz koncert zwycięzcy polskiej edycji programu Mam Talent – akordeonisty Marcina Wyrostka.

1 grudnia o 9.30 w kościele św. Andrzeja Apostoła w Zabrzu została odprawiona uroczysta msza święta ku czci św. Barbary. Mszę świętą celebrował Jego Ekscelencja biskup Jan Wierzbicki, ordynariusz diecezji gliwickiej.

Po mszy świętej, przy dźwiękach górniczej orkiestry dętej, pochód przemaszerował do Domu Muzyki i Tańca w Zabrzu, gdzie o 12.00 odbyła się akademia centralna, w której licznie uczestniczyli przedstawiciele władz rządowych, wojewódzkich, miejskich i samorządowych, przedstawiciele wszystkich spółek Grupy Kapitałowej PGNiG, z Zarządem i Radą Nadzorczą PGNiG na czele, oraz zaproszeni goście. Tradycyjnie, podczas akademii centralnej zasłużeni pracownicy GK PGNiG zostali uhonorowani odznaczeniami branżowymi. Po zakończeniu oficjalnej części akademii jej uczestnicy mogli zobaczyć wokально-taneczny występ Zespołu Pieśni i Tańca „Śląsk”.

Tego samego dnia wieczorem uczestnicy Centralnej Barbórki Grupy Kapitałowej PGNiG Zabrze' 2011 spotkali się w Hali Sportowej Miejskiego Ośrodka Sportu i Rekreacji w Zabrzu, by już w mniej formalny sposób obchodzić swoje święto. Po krótkiej wspólnej części, w której wystąpił Kabaret Rak, panie udały się na Babski Comber, którego motywem przewodnim było hasło „Kwiaty we włosach”. Panowie natomiast spędzali czas w Karczmie Pivnej. ■

**Anna Pyszka**

*Na zdjęciu: Odznaczenie honorowe „Zasłużony dla województwa śląskiego” prezesowi Michałowi Szubskiemu wręcza prof. dr Ludgarda Buzek, przewodnicząca kapituły.*





*Roztańczony występ Zespołu Pieśni i Tańca Śląsk*



*Combrowe „Kwiaty we włosach”.*

Fundacja PGNiG im. I. Łukasiewicza

# Nie tylko lampa

**Barbara Grad-Woźniak**

O tym, że Ignacy Łukasiewicz wynalazł lampę naftową i położył podwaliny pod przemysł wsparty na ropie, wiedzą niemal wszyscy. Jednak niewielu orientuje się, że ten aptekarz i przedsiębiorca był również wielkim społecznikiem. Propagował budowę dróg i mostów, szkół i szpitali, a przedsięwzięcia służące społeczeństwu często finansował z własnych pieniędzy. Walczył z biedą i alkoholizmem, tworzył kasy zapomogowe i fundusze emerytalne. Pracownicy nazywali go „ojcem Ignacym”.

Fundacja im. Ignacego Łukasiewicza, którą PGNiG powołało w 2004 roku, nawiązuje do tej tradycji. W ostatnich latach aktywnie wspiera organizacje pozarządowe i instytucje dobra publicznego. Zgodnie z przyjętą przez zarząd „Strategią zróż-

wnoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu”, jest kluczowym narzędziem zaangażowania społecznego Grupy Kapitałowej PGNiG. Pełnić ma rolę inicjatora i koordynatora projektów ogólnopolskich realizowanych we współpracy z całą grupą. Jej model działania to kompleksowe i długofalowe wsparcie programów objętych patronatem.

Najbardziej spektakularnym projektem jest „Wolontariat studencki”, w ramach którego realizowany jest program „Młody Nobel”, promujący nauki ścisłe wśród dzieci i młodzieży z małych miejscowości. Dużym zainteresowaniem cieszy się również utworzony przez fundację fundusz stypendialny dla najlepszych studentów i najzdolniejszych uczniów szkół ponadgimnazjalnych, kształcących się na kierunkach związanych z przemysłem naftowym i gazownictwem.

Za ten program fundacja otrzymała nagrodę w konkursie „Dobre stypendia 2011” w kategorii „Programy stypendialne firm i fundacji utworzonych przez firmy”. Konkurs zorganizowały Polsko-Amerykańska Fundacja Wolności i Fundacja „Moje stypendium”.

Młodzi ludzie poświęcają swój czas, energię i zapał, by pokazywać jeszcze młodszym, którzy mają trudny start, nowe horyzonty, przekazywać wiedzę, odnajdywać wspólne zainteresowania i razem spędzać czas. Dla studentów to wielka przygoda, odkrycie w sobie społecznikowskiej pasji, która może wzbogacić całe ich życie.

„Nigdzie nie zdobyłam tylu różnorodnych doświadczeń, nie zobaczyłam tak magicznych miejsc i nie poznałam tylu wyjątkowych ludzi. Bo przecież zawsze chodzi o ludzi” – napisała uczestnicząca w Programie studentka Kamila.

Dla uczniów ten program to szansa, by dowiedzieć się czegoś nowego, odnaleźć życiową drogę i uwie-







**Działać wszędzie, gdzie fundusze darczyńców mogą wydać najlepsze owoce.**

rzyć, że chcieć to móc, że uda im się pokonać przeciwności i osiągnąć to, o czym marzą.

„Bardzo lubię, kiedy przyjeżdżają do nas studenci. Spotykamy się z nimi po lekcjach. Co będziemy robić, to zawsze zagadka. Najbardziej podoba mi się zabawne podejście do nauki i proste jej tłumaczenie. Potem wszystko wydaje się o wiele łatwiejsze” – tak ocenia program 12-letnia Patrycja z Humnisk.

To niejedyna forma wspierania najmłodszych, wyrównywania ich życiowych szans. Wraz z początkiem roku szkolnego 2008/2009 fundacja rozpoczęła współpracę ze szkołami, których patronem jest Ignacy Łukasiewicz. Polega ona na dofinansowywaniu zajęć pozalekcyjnych dla dzieci i młodzieży. Wspieramy 23 szkoły, głównie z południowej Polski. Zgłoszono nam wiele bardzo ciekawych programów – zajęć naukowych (rozwijających zainteresowania, utrwalających posiadane wiadomości, wyrównawczych) i zajęć w terenie (np. wycieczki szlakiem Łukasiewicza). Na przykład w szkole podstawowej w Krygu w czasie zajęć z języka niemieckiego i angielskiego uczniowie pogłębiają wiedzę o historii i kulturze rodzinnej miejscowości, jednocześnie przyswajając sobie słownictwo związane z zabytkami, geografią i historią. Ich zadaniem było znalezienie 7 cudów Krygu. Dzieci robiły zdjęcia, rozmawiały z mieszkańcami, a potem zdawały relację z tego, co robiły, w obcych językach. W Zespole Szkół w Nowej Sarzynie uczniowie zorganizowali Koło Młodych Filmowców. Zajęcia były prowadzone w szkolnej pracowni komputerowej. Młodzi filmowcy korzystali z programów kupionych dzięki dotacjom otrzymanym z naszej fundacji. Ich prace emi-

nowane były w miejscowej telewizji kablowej i prezentowane na portalach internetowych. Uczniowie urządzili też studio szkolnej telewizji.

Od trzech lat fundacja wspiera też, wspólnie z gazownią jasielską, Szkołę Młodych Matematyków. Celem szkoły jest zainteresowanie zdolnej młodzieży tą dziedziną wiedzy, integracja środowiska młodych matematyków, nawiązanie współpracy z uczelniami wyższymi, a także zapoznanie młodych ludzi z dziedzictwem kultury polskiej oraz kształtowanie postaw proekologicznych w obcowaniu z przyrodą.

Edukacja, popularyzacja nauki i wyrównywanie szans młodzieży to główne, choć niejedyne kierunki działania Fundacji imienia Ignacego Łukasiewicza. Podejmujemy też wiele inicjatyw z dziedziny kultury, sztuki, ochrony zdrowia. Wzorem swojego patrona Fundacja im. Ignacego Łukasiewicza stara się działać wszędzie, gdzie potrzebna jest pomoc, inspiracja i rada, gdzie fundusze darczyńców mogą wydać najlepsze owoce. ■



# Zaangażowanie w życie społeczności lokalnej

**Piotr Wojtasik**

Społeczna Odpowiedzialność Biznesu to koncepcja, według której firmy w swojej działalności uwzględniają zarówno interesy społeczne, jak i ochronę środowiska. Działać na rzecz zrównoważonego rozwoju – oznacza być zaangażowanym.

**4** października 2011 roku. Mimo że to już jesień, dzień jest wyjątkowo ciepły i słoneczny. Na placu zwanym Kaczym Dołem przy ul. Monte Casino w Zielonej Górze gromadzi się znaczny tłum ludzi. Są wśród nich uczniowie szkoły podstawowej, młodzież, mieszkańcy osiedla, dziennikarze lokalnych mediów oraz gwiazdy miejscowego basketu – koszyka-



*Autografom nie było końca.*



*Przecięcie wstęgi. Od lewej: Wioleta Hareźlak, wiceprezydent Zielonej Góry, Marzena Majdzik, prezes zarządu DSG sp. z o.o., Rafał Czarkowski, prezes Zastalu.*

rze Zastalu Zielona Góra, klubu ekstraklasy polskiej koszykówki. Są również przedstawiciele Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa oraz władz Zielonej Góry. Spośród zgromadzonych najbardziej rzucają się w oczy uśmiechnięte twarze dzieci. To uczniowie Szkoły Podstawowej nr 1, którzy nie mogą się już doczekać uroczystego otwarcia nowo wybudowanego boiska do koszykówki. Jego sponsorem jest Dolnośląska Spółka Gazownictwa.

Pomysł wybudowania pełnowymiarowego boiska do koszykówki właśnie w Zielonej Górze pojawił się w związku z tym, że spółka wspiera już tę dyscyplinę sportu poprzez współpracę z klubem Zastal. Rozmowy prowadzone z władzami miasta pokazały, że najlepszą formą zaangażowania jest budowa ogólnodostęp-

nego boiska, z którego będą korzystać przede wszystkim dzieci i młodzież. – Szukaliśmy miejsca, które przyciągnęłoby dużo młodzieży. Teren ten został wskazany przez władze miasta dlatego postanowiliśmy, że właśnie tutaj powstanie boisko – powiedziała podczas uroczystości otwarcia Marzena Majdzik, prezes zarządu Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa. I rzeczywiście – Kaczy Dół nadaje się do tego idealnie. Jest to rozległy teren, mogący pomieścić co najmniej dwa pełnowymiarowe boiska piłkarskie. Niegdyś codziennie grywali tu właśnie miłośnicy piłki nożnej. Od kilku lat aż do dzisiaj plac nie nadawał się do użytku. Teraz jedna z jego części zamieniła się w nowe, profesjonalne boisko do koszykówki.

O 10.00 następuje oczekiwana chwila. Uroczystego otwarcia boiska, poprzez przecięcie wstęgi, dokonują: Marzena Majdzik, Wioleta Haręźlak, wiceprezydent Zielonej Góry, oraz Rafał Czarkowski, prezes Zastalu.

Wiceprezydent Wioleta Haręźlak nie kryje swojego entuzjazmu, mówiąc: – Boisko powstało dzięki zaangażowaniu sponsora klubu koszykarskiego. To zdarzyło się po raz pierwszy w historii naszego miasta.

Po oficjalnym otwarciu boiska na nową nawierzchnię wybiegają gwiazdy zielonogórskiej koszykówki. Dają krótki pokaz niezwykłych umiejętności. Otoczeni przez młodzież zawodnicy rozdają autografy. Następnie wszyscy biorący udział w uroczystości stają do wspólnej pamiątkowej fotografii. Prezes Rafał Czarkowski dziękuje Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa za wkład, jaki wniosła w rozwój koszykówki: – Każdy sponsor to skarb. Jednak taki, który myśli nie tylko o skutecznej reklamie, ale działa także na rzecz lokalnej społeczności, inwestując w infrastrukturę sportową, jest skarbem podwójnym. Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa należą się wielkie podziękowania za taki gest. Mam nadzieję, że boisko będzie znakomicie służyło zielonogórczanom, zwłaszcza młodym, którzy coraz bardziej interesują się basketem.

Otwarcie profesjonalnego boiska do koszykówki stało się faktem. Jeszcze nie rozeszli się uczestnicy uroczystości, a już na murawie pojawiają się pierwsi gracze. Boisko jest dostępne dla każdego, a oświetlenie wokół niego sprawia, że tutaj gra w koszykówkę będzie możliwa nie tylko w ciągu dnia. ■

## Z kart historii

W roku 1847 we Wrocławiu, przy ulicy Tęczowej, została uruchomiona pierwsza na ziemiach polskich gazownia. Dolnośląska Spółka Gazownictwa jest spadkobiercą tej bogatej, wielopokoleniowej tradycji gazownictwa wrocławskiego. Dla spółki rok 2012 będzie rokiem jubileuszu 165-lecia gazownictwa we Wrocławiu.



Przemawia Wioleta Haręźlak, wiceprezydent Zielonej Góry.



Zawodnicy Zastalu dają pokaz umiejętności koszykarskich.

### Dolnośląska Spółka Gazownictwa

sp. z o.o.

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław

tel. (+48) 71 336 65 66, (+48) 71 364 94 00

faks (+48) 71 336 78 17

# Zarządzanie licencjami oprogramowania

**Marcin Dressler, Grzegorz Gramza, Małgorzata Włodarczyk**

Word, Excel, Adobe Reader, SAP, Windows... każdy, kto korzysta z komputera w pracy lub w domu, codziennie spotyka się z różnymi programami. Większość użytkowników oprogramowania nie zastanawia się nawet nad jego licencją. Intuicyjnie traktują je jak inne dobra (przede wszystkim materialne), z których korzystają na co dzień bez żadnych ograniczeń. Jednakże oprogramowanie różni się od dóbr materialnych. Jest dobrem niematerialnym, nie można go zużyć, można je eksploatować w nieskończoność.

**K**lient nie dostaje oprogramowania na własność, otrzymuje jedynie licencję – pozwolenie na jego używanie. Korzystanie z oprogramowania jest objęte pewnymi ograniczeniami. Nieznajomość tych ograniczeń nie zwalnia użytkowników z obowiązku ich przestrzegania i ponoszenia konsekwencji prawnych związanych z niestosowaniem się do nich.

Obecnie najpopularniejszym sposobem dystrybucji oprogramowania jest jego licencjonowanie. Klient, kupując program, nie staje się jego właścicielem. Twórca lub dystrybutor programu udziela mu jedynie licencji na jego używanie. W licencji tej bardzo dokładnie określone są sposoby i cele, w jakich dany program może zostać użyty. Najczęściej licencja jest tekstem jednostronnie narzuconym przez producenta, który kupujący musi zaakceptować w całości, aby móc korzystać z oprogramowania.

Obecnie w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa pracuje 1188 komputerów PC, 206 laptopów oraz ponad 200 serwerów. Ilość dostępnego na rynku oprogramowania w połączeniu z rozproszeniem sprzętu w spółce sprawia, że nie jest łatwo zarządzać legalnością oprogramowania zainstalowanego w komputerach GSG. Dlatego podjęto decyzję o zakupie systemów wspomagają-

cych proces zarządzania licencjami oprogramowania użytkowanego przez pracowników GSG.

Do realizacji tego zadania wybrano dwa systemy: HP Asset Manager (HP AM) i HP Discovery & Depending Mapping Inventory (HP DDMI). Te dwa zintegrowane systemy stają się kompleksowym rozwiązaniem, w którym:

- HP DDMI – zbiera informacje o oprogramowaniu zainstalowanym na komputerach PC, laptopach oraz serwerach pracujących w środowisku GSG. Pozwala także monitorować zmiany w sprzęcie komputerowym, jak np. wymiana pamięci, dysku twardego itd.
- HP AM – jest głównym systemem zarządzającym informacjami dotyczącymi licencji: fakturami zakupu oraz ilością oprogramowania zainstalowanego na komputerach GSG.

Oprócz tego system HP AM został zintegrowany z systemami:

- SAP – w zakresie wymiany danych księgowych sprzętu, organizacji i o pracownikach,
- HP DDMI – w zakresie wymiany informacji o zainstalowanym na komputerach GSG oprogramowaniu i sprzęcie,
- Service Desk – w zakresie wymiany danych o sprzęcie oraz danych z SAP o pracownikach, organizacji i danych księgowych sprzętu.

Korzystając z komputera, najczęściej można się spotkać z następującymi licencjami:

- **Licencja na stanowisko komputerowe** – przeznaczona do zainstalowania na 1 stacji roboczej, np. MS Office, MS Windows, Total Commander. Są dwa typy licencji tego rodzaju:
  - OEM – licencja kupowana wraz ze sprzętem komputerowym, np. licencja Nero Burning Rom, kupowana wraz z nagrywarką, lub system operacyjny MS Windows, kupowany wraz z komputerem. Po likwidacji/wycofaniu urządzenia z eksploatacji licencja wygasa.
  - BOX – licencja, którą można zainstalować na dowolnym stanowisku komputerowym;
- **Licencja konkurencyjna** (model jednoczesnego użytkownika) – umożliwia dostęp do systemu na zasadzie „kto pierwszy, ten lepszy”, zapewnia dostęp

wielu użytkowników. Maksymalna liczba użytkowników zalogowanych jednocześnie nie może być większa niż liczba posiadanych licencji. Próba jednoczesnego dostępu większej liczby użytkowników kończy się niepowodzeniem, np. Citrix;

- **Licencja na użytkownika** (model użytkownika nazywanego) – umożliwia dostęp do systemu tylko jednemu zidentyfikowanemu użytkownikowi, np. SAP;
- **Licencja bez limitu** (*network site*, korporacyjna) – bez ograniczenia liczby korzystających użytkowników, np. oprogramowanie, za które jest ponoszona tylko jedna opłata licencyjna za instalację. Producent nie uzależnia opłaty od liczby korzystających użytkowników;
- **Licencja na procesor** (fizyczny lub wirtualny) – to sposób licencjonowania polegający na konieczności posiadania jednej licencji na każdy procesor w serwerze. Często licencje na procesor uzależnione są od liczby rdzeni. Dla systemów z większą liczbą rdzeni producenci wprowadzają różne metody przeliczania licencji „na rdzeń” lub „procesor”. Posiadanie licencji tego typu oznacza możliwość dostępu do serwera dla nieograniczonej liczby użytkowników;
- **Licencja na sprzęt** – licencja na oprogramowanie zintegrowane ze sprzętem komputerowym, z którym jest kupowane, np. routery CISCO, telefony IP;
- **Licencja Freeware** – umożliwia nieodpłatne korzystanie z programu bez ograniczeń. Czasem zdarza się, że producenci oprogramowania dopuszczają możliwość nieodpłatnego wykorzystania oprogramowania wyłącznie do celów domowych. Instalacja takiego oprogramowania na komputerze „firmowym” wiąże się z koniecznością wniesienia opłaty licencyjnej. Oprogramowanie oparte na licencji Freeware jest rozpowszechniane bez ujawniania kodu źródłowego;
- **Licencja GNU** – *General Public License*, czyli – w tłumaczeniu – Powszechna Licencja Publiczna. Określana również jako licencja wolnego i otwartego oprogramowania. Aplikacje rozpowszechniane na tego rodzaju licencji można:
  - uruchamiać w dowolnym celu,
  - analizować, jak działają i dostosowywać je do swoich potrzeb,
  - rozpowszechniać w niezmodyfikowanej kopii programu,
  - bezpłatnie udoskonalać i publicznie rozpowszechniać własne ulepszenia;
- **Licencja Shareware** – licencją Shareware są objęte zazwyczaj programy płatne, które po instalacji umożliwiają korzystanie z pełnych lub ograniczonych funkcjonalności oprogramowania przez pewien czas (licencja Trial) lub określoną liczbę uruchomień. Po upływie warunków producenta należy wykupić pełną licencję na program lub usunąć go z komputera;

- **AdWare** – jest to oprogramowanie rozpowszechniane bez konieczności wnoszenia opłaty licencyjnej, ale zawierającej funkcję wyświetlania reklam, np. komunikator Gadu-Gadu.

Dzięki wdrożonym systemom zarządzania licencjami oprogramowania użytkowanego przez pracowników GSG nastąpiło usprawnienie zarządzania oprogramowaniem oraz zoptymalizowanie wydatków, co zapewniło pełną kontrolę nad licencjami, dającą pewność, że są one wykorzystywane w sposób korzystny dla firmy i zgodny z prawem oraz wewnętrzną procedurą systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji. Dzięki temu możliwe jest obecnie:

- **lepsze planowanie przyszłych inwestycji** – szczegółowe statystyki wykorzystania sprzętu i oprogramowania pozwolą na ocenę rzeczywistych potrzeb poszczególnych użytkowników oraz podjęcie właściwej decyzji o modyfikacji lub zakupie nowego sprzętu czy oprogramowania.
- **większe bezpieczeństwo** – zapewnienie legalności oprogramowania chroni przed konsekwencjami prawnymi, dzięki czemu podnosi bezpieczeństwo organizacji i osób odpowiedzialnych.
- **lepsze zarządzanie** – pełna kontrola podstawowych składników infrastruktury informatycznej: sprzętu, oprogramowania i użytkowników, pozwala na optymalne ich wykorzystanie oraz dopasowanie do indywidualnych potrzeb użytkowników.

Słownik:

**Aplikacja (program użytkowy)** – każdy samodzielny program lub element pakietu oprogramowania, który nie jest zaliczany do oprogramowania systemowego lub programów narzędziowych. Przykładami takich programów są edytory tekstów, arkusze kalkulacyjne, programy graficzne, programy dziedzinowe (zarządzanie zasobami ludzkimi, programy finansowo-księgowo)

**Licencja oprogramowania** – umowa na korzystanie z utworu, jakim jest aplikacja komputerowa, zawierana pomiędzy podmiotem (producentem), któremu przysługują majątkowe prawa autorskie do utworu, a osobą (licencjobiorcą), która z aplikacji zamierza korzystać. W umowie zawarte są warunki, na jakich licencjobiorca uprawniony jest do korzystania z programu.

**Kod źródłowy** – ciąg instrukcji i deklaracji zapisany w zrozumiałym dla człowieka języku programowania, opisujący operacje, które powinien wykonać komputer. Jest wynikiem pracy programistów. ■

**Górnślaska Spółka Gazownictwa  
sp. z o.o. w Zabrzu**

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

# Nowe inwestycje gazownicze na Lubelszczyźnie

**Joanna Pilch**

Już niebawem znikną kolejne białe plamy na gazowniczej mapie Polski. Na rok 2012 Karpacka Spółka Gazownictwa Oddział Zakład Gazowniczy w Lublinie planuje realizację wielu istotnych dla regionu inwestycji.

8 listopada 2011 roku KSG podpisała umowę z Urzędem Gminy Bychawa, dotyczącą wzajemnej współpracy przy gazyfikacji tej miejscowości. Bychawa to miasto położone w odległości 26 km od Lublina. Po Włodawie jest ono ostatnim ośrodkiem miejskim znajdującym się w obszarze działalności Zakładu Gazowniczego w Lublinie, do którego nie został doprowadzony gaz ziemny. Dlatego Karpacka Spółka Gazownictwa wraz z Gazownią Lubelską i gminą Bychawa podjęły działania, których celem jest doprowadzenie gazu do odbiorców instytucjonalnych i indywidualnych Bychawy, a później również ościennych miejscowości.



Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG, i Janusz Urban, burmistrz Bychawy, podpisują umowę o współpracy przy gazyfikacji.  
Fot. archiwum KSG

Aby zapewnić możliwość dostaw gazu ziemnego, konieczna jest współpraca KSG z Urzędem Gminy Bychawa. W lipcu tego roku podpisano stosowne porozumienie. Jego kontynuacją jest umowa o współpracy, którą w listopadzie ze strony KSG sygnował Bogdan Pastuszko, prezes zarządu, dyrektor generalny. Gminę Bychawa reprezentował burmistrz Janusz Urban. W uroczystości udział wzięli również przedstawiciele Zakładu Gazowniczego w Lublinie, Gazowni

Lubelskiej, Starostwa Powiatu Lubelskiego oraz przedsiębiorstw i instytucji Bychawy, zainteresowani odbiorem gazu ziemnego.

Pierwszym krokiem w kierunku gazyfikacji miejscowości było opracowanie koncepcji gazyfikacji tego obszaru. Obecnie trwają prace związane z przygotowaniem postępowania przetargowego na wybór wykonawcy dokumentacji projektowej inwestycji. Doprowadzenie gazu wymagać będzie budowy sieci gazowej dosyłowej podwyższonego średniego ciśnienia oraz sieci rozdzielczej średniego ciśnienia.

Ustalenia umowy określają, iż po stronie Karpackiej Spółki Gazownictwa będzie budowa gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia o długości około 22 km, budowa stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia o przepustowości  $Q = 2600 \text{ m}^3/\text{h}$  w Głusku oraz stacji redukcyjnej I stopnia o przepustowości  $Q = 2600 \text{ m}^3/\text{h}$  w Bychawie. Do Urzędu Miejskiego w Bychawie należeć będzie realizacja sieci gazowej rozdzielczej z przyłączami. Inwestycja będzie realizowana etapami, a planowanym terminem podłączenia pierwszych odbiorców jest maj 2015 roku.

Kolejną ważną dla Lubelszczyzny inwestycją jest gazyfikacja rejonu Włodawy. 1 lipca 2011 r. KSG podpisała umowę na dofinansowanie ze środków UE projektu „Gazyfikacja rejonu Włodawy”. Planowany koszt inwestycji to prawie 80 mln zł. Dofinansowanie z UE wynosi 27 mln zł, co stanowi 41,7% dofinansowania. Trwają już prace związane z wszczęciem postępowań przetargowych na wybór wykonawcy robót budowlanych, dostaw inwestorskich oraz funkcji pomocniczych. Rozpoczęcie robót budowlanych planowane jest na II kwartał 2012 roku, a zakończenie inwestycji planuje się na przełom I i II kwartału 2015 roku.

Oprócz gazyfikacji rejonu Włodawy do największych zadań inwestycyjnych planowanych na rok 2012 należy zmiana lokalizacji SRP I° „Wrotków”  $Q = 30000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  w Lublinie przy ul. Diamentowej. Planowana jest modernizacja i zmiana lokalizacji tej kluczowej dla systemu zasilania w gaz miasta stacji, która obecnie mieści się na terenie silnie zurbanizowanym. Gazociąg wysokiego ciśnienia, zasilający istniejącą stację, zostanie przekwalifikowany na gazociąg średniego ciśnienia, co pozwoli na ograniczenie strefy kontrolowanej gazociągu. W 2012 roku planowane są również m.in. modernizacje sieci gazowych na te-

renach zabudowy jedno- i wielorodzinnej, m.in. w Lublinie, Świdniku, Opolu Lubelskim, Poniatojewie, Rykach i Dęblinie.

Gazownictwo lubelskie, wsparte 130-letnim doświadczeniem, nieprzerwanie dostarcza gaz kolejnym pokoleniom Polaków. W jubileuszowym roku – 2011 Oddział Zakład Gazowniczy w Lublinie zapewnia bezpieczną i niezawodną dostawę gazu ziemnego do ponad 247 tys. odbiorców indywidualnych i instytucjonalnych. Swym zasięgiem obejmuje 380-tysięczny Lublin oraz obszar dawnych województw – lubelskiego i chełmskiego, na którym znajduje się 68 zgazyfikowanych gmin w 11 powiatach, 18 miast i 526 wsi zasilanych gazem ziemnym. Zakład zajmuje się eksploatacją sieci gazowej niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia o łącznej długości 6,7 tys. km, obsługuje 209 stacji gazowych I i II stopnia oraz 41 tys. punktów gazowych. Całkowity roczny przesył gazu ziemnego w sieci gazowej wynosi 215 mln m<sup>3</sup>. Prace przyłączeniowe i eksploatacyjne na sieciach gazowych prowadzone są przez wysoko wykwalifikowane kadry techniczne na bazie najnowszych technologii w sposób zapewniający bezpieczeństwo i poszanowanie



Panorama Bychawy.

środowiska. W ramach Zakładu Gazowniczego w Lublinie funkcjonuje 8 rejonów dystrybucji gazu w miejscowościach: Lublin, Bełżyce, Ryki, Chełm, Świdnik, Kraśnik, Krasnystaw, Końskowola. Prowadzą one działania w zakresie obsługi i eksploatacji sieci gazowej, przyłączenia i dystrybucji gazu oraz działalności pogotowia gazowego. ■

## Laur Innowacyjności dla KSG

Karpacka Spółka Gazownictwa otrzymała wyróżnienie w Ogólnopolskim Konkursie Laur Innowacyjności za projekt budowy stacji pomiarowej w Sworzycach. Nagrodę odebrał Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG, na uroczystej gali, która odbyła się 29 listopada br. w Domu Technika w Warszawie.

Organizatorem Ogólnopolskiego Konkursu Laur Innowacyjności o nagrodę im. Stanisława Staszica „Staszice” jest Zakład Usług Technicznych Naczelnej Organizacji Technicznej. Celem konkursu było wyróżnienie przedsiębiorstw, instytucji i wynalazców, którzy wnoszą znaczący wkład w unowocześnienie i rozwój polskiej gospodarki oraz budują jej pozytywny wizerunek w kraju i za granicą. Wyróżnienie otrzymała zgłoszona do konkursu inwestycja KSG – stacja pomiarowa o przepustowości  $Q = 50\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$  w miejscowości Sworzycy, oddana do eksploatacji w sierpniu br. Stacja ta stanowi główny punkt rozliczania gazu na granicy największych w Polsce systemów przesyłowych: Karpackiej Spółki Gazownictwa i Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

Innowacyjność projektu polega na zastosowaniu w budowie stacji najnowszych rozwiązań i standardów technicznych zapewniających dokładny i niezawodny dwukierunkowy pomiar przepływu strumienia

gazu ziemnego oraz jej bezpieczną eksploatację. W celu zapewnienia niezawodności i dokładności pomiaru zastosowano dwa różne rodzaje gazomierzy – ultradźwiękowy i turbinowy. W stacji zastosowano wiele układów technologicznych przesyłu gazu, mających wpływ na bezpieczeństwo oraz parametry układów pomiarowych i automatyki. Urządzenia zastosowane w stacji zapewniają lokalną wizualizację i rejestrację danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeniowych gazu oraz umożliwiają sterowanie ruchem gazu w stacji w sposób ręczny, półautomatyczny i automatyczny. Dzięki zastosowanym rozwiązaniom technicznym możliwe są trzy niezależne metody zabezpieczenia odczytów strumienia gazu na wypadek awarii: klasyczny, lokalny oraz zdalny przez system telemetryczny. Stacja nie wymaga stałej obsługi. Punkty pomiarowe i obwody na obiekcie rozmieszczono w taki sposób, aby zdalnie kontrolować zdarzenia mające bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo i jej prawidłową pracę. Realizację projektu nadzorował oddział KSG – Zakład Gazowniczy w Kielcach. ■

### 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](http://www.ksgaz.pl)

# Transport gazu z informatycznym wsparciem

**Przemysław Gil, Wojciech Woźniakowski**

**P**ozycja nowoczesnej spółki gazownictwa na zliberalizowanym rynku gazu uwarunkowana jest m.in. wprowadzaniem najnowszych rozwiązań informatycznych, które pozwalają na sprawne i skuteczne zarządzanie organizacją zarówno w obszarze ekonomiczno-finansowym, jak i technicznym. W Mazowieckiej Spółce Gazownictwa w tym ostatnim obszarze zidentyfikowano cztery główne procesy biznesowe:

- transportu gazu,
- zarządzania majątkiem sieciowym,
- rozwoju i inwestycji,
- sprzedaży usługi dystrybucji gazu.

Transport gazu, jako jeden z wiodących procesów w przedsiębiorstwie, wymusił zastosowanie wspomagających wydajnych narzędzi informatycznych, działających w obszarze klient – serwer, wykorzystujących szybkie, relacyjne bazy danych. Opierając się na doświadczeniu i wiedzy specjalistycznej, uznano, iż w transporcie gazu niezbędne są narzędzia informatyczne wspomagające pracę w zakresie:

- zarządzania ruchem w sieci gazowej,
- akwizycji danych pomiarowych z punktów wejścia i wyjścia do/z sieci dystrybucyjnej,
- rejestracji prac wykonywanych na sieci gazowej i interwencji pogotowia gazowego,
- symulacji pracy sieci gazowej,
- informacji o strukturze sieci gazowej,
- zarządzania ograniczeniami.

Implementacja tych narzędzi pozwala w procesie transportu gazu na szybkie decyzje, oparte na bieżącej i wiarygodnej informacji.

W zakresie zarządzania ruchem w sieci gazowej i akwizycji danych pomiarowych MSG od wielu lat wykorzystuje oprogramowanie TelWin SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Pierwsze pilotażowe serwery tego systemu uruchomione zostały w 1998 r. w siedzibach obecnych oddziałów OZG Warszawa i OZG Łódź. W obecnym kształcie system jest zbudowany z jednego centralnego serwera klastrowego, który w połączeniu z systemem Windows 2003 Serwer w pełni wykorzystuje naj-

nowsze wielordzeniowe procesory 64-bitowe. Zastosowanie środowiska klastrowego spowodowało wzrost bezpieczeństwa eksploatacji całego systemu poprzez wyeliminowanie niedostępności danych w sytuacji awarii któregośkolwiek komponentu platformy sprzętowej. Do gromadzenia i przetwarzania danych wykorzystywana jest baza danych Oracle, co znacznie ułatwia integrację z innymi systemami informatycznymi przedsiębiorstwa. W obecnej konfiguracji w systemie TelWin SCADA archiwizowane są dane pomiarowe ze wszystkich punktów wejścia do systemu dystrybucyjnego MSG oraz ze wszystkich stacji gazowych wysokiego ciśnienia i 170 stacji gazowych średniego ciśnienia. Poza przelicznikami objętości i rejestratorami, źródłami danych dla systemu są sterowniki nawaniania, analizatory zawartości THT oraz chromatografy procesowe. Ponadto, do systemu sukcesywnie przyłączani są odbiorcy grupy przyłączeniowej B2, wyposażeni w układy transmisji danych w technologii GPRS. Obecnie w systemie znajduje się około 500 takich punktów. O wielkości systemu TelWin SCADA w MSG świadczy fakt, iż w czerwcu 2011 roku liczba kierunków, czyli punktów, z których pobierane są dane, przekroczyła 1000, co oznacza że system TelWin SCADA w MSG jest pod tym względem jednym z największych w Polsce.

Do optymalnego prowadzenia transportu gazu oprócz informacji z systemu SCADA niezbędne są również dane z punktów wyjścia z sieci dystrybucyjnej. Do akwizycji danych pomiarowych z punktów wyjścia wykorzystywany jest system TELEXUS Lite, wdrożony pod koniec 2009 roku. Zbudowany został na platformie Windows Serwer 2008. Dane z rejestratorów i transponderów przesyłane są do serwera za pomocą komunikatów SMS lub z wykorzystaniem technologii GPRS, a następnie są archiwizowane w bazie danych Oracle. Obecnie do systemu włączonych jest ponad 6000 punktów pomiarowych wyposażonych w rejestratory impulsów typu CRS-03, MacR-3 i MacR4. Na początku 2011 r. do systemu włączono ponad 200 transponderów bate-



ryjnych typu MacTEL, które umożliwiają odczyt danych pomiarowych z punktów, w których nie ma zasilania sieciowego, wyposażonych w przeliczniki bateryjne. Ponadto, na bazie mechanizmów ODBC (*Open Database Connectivity*) stworzono interfejs z systemem telemetrii TelWin SCADA, dzięki któremu do systemu TELEXUS Lite przekazywane są dane z około 500 punktów pomiarowych wyposażonych w układy telemetryczne pracujące w technologii GPRS. Trwają prace polegające na wymianie platformy sprzętowej na nowy serwer w konfiguracji klastrowej oraz uruchomieniu dostępu do danych pomiarowych dla odbiorców przez Internet.

W procesie planowania ruchu w sieci dystrybucyjnej poza systemem TelWin SCADA służby dyspozycji gazu wspierane są przez dwa niezależne systemy służące do ewidencji zdarzeń na sieci gazowej: system dyspozytorski TelNote oraz System Obsługi Pogotowia Gazowego i Rejestracji Prac Gazoniebezpiecznych.

System dyspozytorski TelNote umożliwia tworzenie wpisów dotyczących zdarzeń na sieci gazowej oraz uzgadnianie prac gazoniebezpiecznych o zasięgu międzyoddziałowym. Wszystkie wpisy i dokumenty dotyczące zdarzeń na sieci gazowej rejestrowane są w centralnej bazie danych i są widoczne dla wszystkich uprawnionych użytkowników w poszczególnych oddziałach spółki. System składa się z głównego serwera, zawierającego bazę danych, w której przechowywane są wszystkie informacje i dokumenty, oraz aplikacji klienckiej, służącej do obsługi i korzystania z systemu przez użytkowników w poszczególnych oddziałach spółki.

System obsługi pogotowia gazowego wspomaga pracę lokalnych dyspozycji gazu. Są w nim rozliczne wszelkie interwencje służb pogotowia gazowego oraz zatwierdzone prace gazoniebezpieczne. W przyszłości funkcje te ma przejąć zintegrowany system zarządzania majątkiem sieciowym. Prace nad jego wdrożeniem mają się zakończyć wiosną przyszłego roku.

Równie istotną rolę dla służb transportu gazu ma oprogramowanie do symulacji sieci gazowej. W MSG podstawowym narzędziem do symulacji sieci jest program SimNet SSV w wersji 5.5.3. Oprogramowanie to umożliwia symulację statyczną sieci gazowej dla pełnego zakresu ciśnień (wysokie, średnie i niskie). Symulacja sieci gazowej jest wykorzystywana do:

- określenia odcinków sieci, które należy wymienić, ponieważ może na nich dojść do zmniejszenia przepustowości wskutek zwiększonego poboru gazu w wyniku przyłączenia nowych klientów,
- określania schematów włączeń gazociągów przy poważnych pracach na sieci gazowej prowadzonych na gazociągach systemowych lub pracach polegających na wyłączeniu stacji wysokiego lub średniego ciśnienia w przypadku stacji współpracujących,

- wspierania procesu zarządzania majątkiem sieciowym w obszarze wydawania warunków technicznych dla nowych klientów,

- wspierania procesu rozwoju i inwestycji w zakresie gazyfikacji nowych obszarów oraz modernizacji sieci gazowej.

Dane do symulacji w zakresie schematów sieci razem z ich parametrami geometrycznymi są importowane z systemu wizualizacji sieci gazowej (SWSG). Dane w zakresie obciążenia sieci pozyskiwane są z systemów TelWin SCADA i TELEXUS Lite oraz z systemu bilingowego. SWSG umożliwia gromadzenie danych geometrycznych i opisowych dotyczących podstawowych elementów infrastruktury gazowej, takich jak:

- stacje gazowe (redukcyjne, redukcyjno-pomiarowe i pomiarowe),
- sieciowe punkty redukcyjne,
- rozprężalnie i mieszalnie gazu,
- gazociągi,
- armatura odcinająca.

Operator systemu dystrybucyjnego zobowiązany jest do zarządzania ograniczeniami w dostawach gazu. W MSG wszystkie czynności związane z tworzeniem i wdrożeniem „Planu ograniczeń” (PO) realizowane są za pomocą dedykowanego oprogramowania TelGAZ-OSD. Zgodnie z przyjętymi standardami, system jest zbudowany na bazie architektury typu klient – serwer. Wszystkie dane archiwizowane w systemie przechowywane są w bazie danych Oracle. Informacje o przepływach dobowych u odbiorców importowane są z systemu TelWin SCADA. Wszystkie wymienione wyżej systemy informatyczne wspomagają transportu gazu, a ich znaczenie dla nowoczesnego przedsiębiorstwa sektora energetycznego trudno jest przecenić. Współpraca tych systemów i kompatybilność wdrożeń stały się podstawą do tworzenia zintegrowanego systemu zarządzania informacją w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa. Wierzymy, że działania te są gwarantem sukcesu naszej firmy. ■

Przemysław Gil jest dyrektorem Biura Transportu Gazu w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o., Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa.

Wojciech Woźniakowski jest kierownikiem Działu Pomiarów i Telemetrii w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o., Oddział Zarząd Przedsiębiorstwa.

**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

# Jak oszacować zużycie gazu?

**Paweł Słomiński**

Na podstawie wieloletnich badań przeprowadzonych przez pracowników Pomorskiej Spółki Gazownictwa opracowano metodę, dzięki której możliwe jest terminowe określenie wielkości świadczonej usługi dystrybucji oraz wyznaczanie różnicy bilansowej w sieci operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Celem metody jest precyzyjne określenie ilości paliwa gazowego dostarczonego do punktów wyjścia o mocy umownej do 10 m<sup>3</sup>/h, dla których nie odczytano układu pomiarowego na początku i na końcu miesiąca.

Rozliczenia usług dystrybucyjnych przeprowadzane są w okresach miesięcznych na podstawie ilości gazu dostarczonego do odbiorców końcowych. W zakresie dostaw gazu do odbiorców o mocy umownej do 10 m<sup>3</sup>/h, z uwagi na wyposażenie techniczne systemów pomiarowych, nie jest możliwe dokonanie pomiarów w okresach miesięcznych. Dlatego ilości te muszą być określane w sposób szacunkowy. W ramach miesięcznych rozliczeń dokonuje się również zakupu gazu przez OSD na pokrycie różnicy bilansowej, która określa ilości gazu, z przyczyn technologicznych niedostarczone do odbiorców końcowych (innymi słowy: tracone w systemie). W związku z tym, że część dostaw gazu do odbiorców jest szacowana, również różnica bilansowa musi być określana orientacyjnie.

Metodę opracowano przy wykorzystaniu wiedzy i doświadczeń z zakresu metrologii, prognozowania szeregów czasowych oraz statystyki. Problem wyznaczenia niezmiernych ilości gazu, dostarczonych do odbiorców o mocy umownej do 10 m<sup>3</sup>/h, a pośrednio wyzna-

czenia również różnicy bilansowej, rozwiązano, stosując podejście zaprezentowane na zamieszczonym schemacie.

Temperaturowa metoda szacowania ilości gazu dostarczonego do odbiorców o mocy umownej do 10 m<sup>3</sup>/h obejmuje cztery etapy działania:

## 1. Określenie modelu fizycznego

Na tym etapie poszukuje się związków między czynnikami mierzalnymi a wielkościami poszukiwanymi, np. mierzy się, jaki wpływ na zużycie gazu ma temperatura zewnętrzna, wiatr itp., i próbuje się je opisać za pomocą wzorów matematycznych. Etap ten ma na celu zaprezentowanie relacji przyczynowo-skutkowych związanych z wyjaśnianiem zmienności zużycia gazu przez odbiorców. Zapewnienie właściwych stosunków pomiędzy użytkownikami systemu dystrybucyjnego a OSD wymaga, aby szacowanie zużycia gazu dla istotnej grupy odbiorców odbywało się na podstawie rzeczywistych zależności występujących w tej dziedzinie. Przeprowadzone analizy wskazują, że najsilniejszy wpływ na zmienność zużycia gazu ma temperatura powietrza. Zmienność ta jest obserwowana, gdy temperatura spada poniżej pewnej temperatury bazowej. Dla temperatur wyższych takiej zależności się nie obserwuje. W przypadku PSG temperatura bazowa wynosi około 15°C. W związku z tym, w celu matematycznego opisanie tej zależności wprowadzono pojęcie zapotrzebowania grzewczego, wyznaczonego jako różnica pomiędzy temperaturą bazową a temperaturą w danym dniu, dla temperatur niższych od temperatury bazowej. Dla temperatur wyższych od temperatury bazowej zapotrzebowanie grzewcze wynosi 0. Zapotrzebowanie grzewcze wyrażane jest w stopniodniach grzania. W takim przypadku zużycie odbiorców gazu o mocy umownej poniżej 10 m<sup>3</sup>/h opisuje się zależnością ogólną:

$$Q = S + P * T + r$$

Q – średniodobowe zużycie gazu

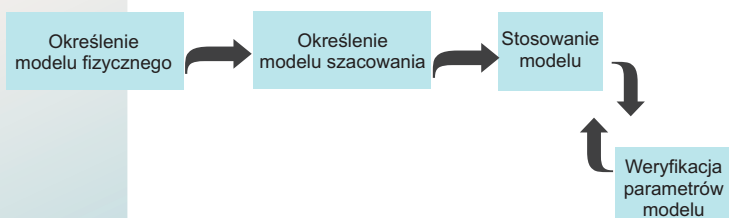
S – czynnik stały

P – profil temperaturowy

T – zapotrzebowanie grzewcze

r – czynnik resztowy

Obserwuje się również wpływ innych czynników na zużycie gazu w tej grupie odbiorców, takich jak



wiatr, dzień tygodnia itd. Jednakże z uwagi na to, że wpływ tych czynników jest znacznie słabszy, pominięto je w dalszych obliczeniach. Przyjęto, że spowodowane tym uproszczenie modelu zostanie skompensovane w ramach prac nad modelem prognostycznym w drugim etapie.

Wartości parametrów S i P wyznacza się metodą najmniejszych kwadratów (metoda statystyczna) na podstawie odczytów układów pomiarowych u odbiorców oraz temperatur panujących w okresach odczytowych. Z uwagi na dostępność tych danych w OSD wyznaczenie parametrów modelu fizycznego jest stosunkowo łatwe do przeprowadzenia.

## 2. Określenie modelu szacowania

W wielu przypadkach stosowanie modelu fizycznego nie umożliwia wyznaczenia poszukiwanych wielkości z zakładaną dokładnością. W związku z tym poszukuje się innych, efektywniejszych sposobów matematycznego wyznaczenia poszukiwanych wielkości na podstawie dostępnych danych, z uwzględnieniem wniosków wypływających z pierwszego etapu prac. Spośród analizowanych sposobów wybiera się ten, który zapewnia największą dokładność. Weryfikacja dokonywana jest głównie na podstawie danych historycznych. Ważne, aby na tym etapie prac nie pominąć istotnych zależności z modelu ogólnego, a jednocześnie odrzucić niepotrzebne, czyli mające niewielki wpływ na dokładność. Oczywiście, należy zapewnić faktyczną możliwość zastosowania modelu.

Spośród analizowanych pośrednich metod szacowania niezmiernych dostaw gazu do odbiorców najlepsze rezultaty osiągnięto w przypadku bieżącego zużycia gazu, wyznaczanego na podstawie zużycia historycznego, skorygowanego o różnicę w zapotrzebowaniu grzewczym. Takie podejście znacznie zmniejszyło m.in. wpływ czynników pominiętych w modelu fizycznym. Sposób ten można zapisać według następującego wzoru:

$$Q_r = Q_{r-1} + Q_p$$

$Q_r$  – szacowane dobowe zużycie

$Q_{r-1}$  – średniodobowe zużycie gazu w ciągu doby z roku poprzedniego, wyznaczone na podstawie zmierzonego rzeczywistego zużycia gazu w okresie rozliczeniowym obejmującym daną dobę

$Q_p$  – temperaturowy współczynnik korygujący.

Temperaturowy współczynnik korygujący wyznacza się według wzoru:

$$Q_p = P * (T_r - T_{r-1})$$

P – profil temperaturowy określający zmianę średniodobowego zużycia gazu na jeden stopień Celsjusza, wyznaczony w modelu fizycznym

$T_r$  – bieżące zapotrzebowanie grzewcze wyrażone w stopniach grzania

$T_{r-1}$  – zapotrzebowanie grzewcze wyrażone w stopniach grzania w okresie z roku poprzedniego

Metoda ta jest stosunkowo łatwa do wdrożenia, gdyż wykorzystuje dane odczytowe dostępne w bazach OSD oraz ogólnodostępne dane temperaturowe. Prace informatyczne dotyczą opracowania odpowiednich raportów z baz danych, m.in. wymagany jest odpowiedni system raportujący.

## 3. Stosowanie modelu

O ile dwa pierwsze etapy mają charakter prac przygotowawczych, o tyle etap trzeci rozpoczyna bieżące wykorzystywanie modelu w rozliczeniach. Szacowaniu podlegają dni następujące po ostatnim odczycie układu pomiarowego, do ostatniego dnia okresu rozliczeniowego. Najpierw pozyskiwane są dane dotyczące bieżącego zapotrzebowania grzewczego w okresie szacowanym oraz historycznego zapotrzebowania grzewczego w okresach odczytowych o rok wcześniejszych. Następnie określone są wartości historycznego średniodobowego zużycia gazu  $Q_{r-1}$  w poprzednim roku. W przypadku, gdy dla odbiorcy nie można wyznaczyć  $Q_{r-1}$ , określone jest ono na podstawie średniego zużycia w grupie odbiorców, do której on należy. Na podstawie tych danych wyznaczone jest średniodobowe zużycie gazu  $Q_r$ , dla okresu objętego szacowaniem, zgodnie z zależnościami opracowanymi w etapie drugim.

## 4. Weryfikacja parametrów modelu

Ważnym, lecz często pomijanym etapem prac jest stałe weryfikowanie poprawności modelu. Najczęściej opracowuje się wskaźniki weryfikujące i w przypadku przekroczenia wartości granicznych następuje ponowne określenie parametrów modelu. Wskaźniki weryfikujące poprawność modelu szacowania ilości gazu dostarczonych do odbiorców o mocy umownej do 10 m<sup>3</sup>/h oparto na uzyskiwanych wartościach różnicy bilansowej oraz obserwowanych różnicach pomiędzy ilościami odczytanymi a szacowanymi. W przypadku, gdy wartości tych wskaźników przekraczają wartości graniczne, dokonywana jest aktualizacja wartości profili pogodowych i ponowne przeliczenie doszacowania.

Metoda opracowana przez spółkę uzyskała pozytywną ocenę raportu „Metodologia szacowania sprzedaży w PGNiG SA” (opracowanym przez firmę Ernst & Young na zlecenie PGNiG SA) i jest realizowana na podstawie dostępnych dla OSD danych dotyczących zużycia gazu przez indywidualnych odbiorców, przy wykorzystaniu istniejących w OSD systemów informatycznych. ■

### 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

**Metoda opracowana przez spółkę uzyskała pozytywną ocenę raportu przygotowanego przez firmę Ernst & Young.**

# Jubileusz w Kaliszu

**Leszek Łuczak**

**K**aliskie gazownictwo nie ma tak długiej historii jak Kalisz, uważany za najstarsze polskie miasto. Liczy bowiem sobie „tylko” 140 lat. Gazownia kaliska rozpoczęła pracę 27 listopada 1871 r., zasila-

liszu wygaszono piecownię w 1973 r. Obecnie Zakład Gazowniczy w Kaliszu jest oddziałem Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa. Należy do niego pięć rejonów dystrybucji gazu: Konin, Kalisz, Ostrów Wlkp., Kępno i Krotoszyn. W 41 gminach eksploatuje sieć gazową o długości ponad 2000 km, dostarczając gaz do 100 tys. odbiorców. Do największych odbiorców tego zakładu należą: Pfeleiderer Prospan Wieruszów, Impexmetal i Sanitec w Kole, Wienerberger w Koninie i Nestle w Kaliszu. ZG w Kaliszu zatrudnia 201 pracowników.

18 listopada br. odbyła się w Kaliszu jubileuszowa uroczystość. WSG wydała z tej okazji publikację o historii i teraźniejszości kaliskiego gazownictwa. Znalazł się w niej także katalog bogatego zbioru dawnych urządzeń, narzędzi i dokumentów – materialnych śladów przeszłości gazownictwa w tej części Wielkopolski. Część tego zbioru jest eksponowana w sali wystawienniczej w siedzibie RDG Krotoszyn. ■



Tablicę upamiętniającą 140-lecie kaliskiego gazownictwa odsłaniają Janusz Pęcherz, prezydent Kalisza i Zdzisław Kowalski, prezes Zarządu WSG.

Fot. Leszek Łuczak

jąc paliwem pierwsze 250 latarni gazowych. W 1967 roku przestała być zakładem miejskim; przejęły go państwowe Wielkopolskie Okręgowe Zakłady Gazownictwa. Jako oddział WOZG Zakład Gazowniczy w Kaliszu „wchłonął” w 1969 roku gazownie w Ostrowie Wlkp., Krotoszynie, Borku, Jarocinie, Koźminie, Zdunach, Śremie, Środzie Wlkp., Ostrzeszowie i Kępnie. Z początkiem lat 70. XX w. w tym rejonie Wielkopolski gaz klasyczny zastąpił gaz ziemny. W gazowni w Ka-



Siedziba ZG w Kaliszu.

Fot. Michał Woźniak

## O jedno gniazdko mniej

**W**WSG dobiega końca budowa systemu telefonii IP. Łączność telefoniczna poprzez sieć LAN i dzierżawioną od TP SA sieć WAN od początku 2012 r. działać będzie

w całej spółce. Dzięki temu system łączności będzie scentralizowany, a koszty komunikacji między rozproszonymi na terenie Polski północno-zachodniej jednostkami organizacyjnymi ulegną znacznemu obniżeniu. ■

## Pracownia gazownicza



Otwarcie pracowni gazowniczej w ZSP w Kościanie: dyrektor szkoły Małgorzata Durek, Zdzisław Kowalski, prezes zarządu WSG, Andrzej Jęcz, starosta kościański, i przedstawiciel adeptów sztuki gazowniczej.



Fragment wyposażenia pracowni.

Już drugi rok szkolny w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych w Kościanie młodzież pobiera naukę w klasach o profilu gazowniczym. W tym roku do I klasy gazowniczej przyjęto 32 uczniów. Natomiast II klasa dojrzała już do praktycznej nauki zawodu. W związku z tym WSG wspólnie z innymi firmami z branży, m.in. z OGP GAZ-SYSTEM, wyposażyła w potrzebny sprzęt i materiały szkoleniowe pracownię gazowniczą. 4 października w obecności młodzieży uroczystie otwarto tę pracownię. ■

## Kolejne miejscowości z dostępem do gazu

W listopadzie br. wydłużyła się lista gmin i miejscowości z dostępem do sieci gazowej Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

8 listopada gaz ziemny dotarł do Kąkolewa. To pierwsza zgazyfikowana miejscowość w gminie Osieczna (powiat Leszno Wlkp.). Zakończenie budowy sieci gazowej w Osiecznej zaplanowano na rok 2013. Kilka dni później, 14 listopada, uroczystie zapalono inauguracyjną świeczkę w Strzałkowie (powiat Słupca). Paliwo gazowe dostarczane jest gazociągiem zasilanym przez stację gazową I stopnia w Chładowie koło Witkowa, poprowadzonym przez kilka miejscowości do Strzałkowa. Długość tego gazociągu, wraz z siecią na terenie Strzałkowa, wynosi ponad 20 km. Trwa budowa około 2 km sieci, które pozwolą przyłączyć odbiorców z kolejnej części Strzałkowa. Z gazowego źródła ciepła korzystać też będą w tegoroczne święta Bożego Narodzenia mieszkańcy Rakowni w gminie Murowana Goślina. ■

L. Ł.



W Kąkolewie zapalono świecę – orla.

Pierwszy płomień gazowy w Strzałkowie – Janusz Sniedziewski, zastępca dyrektora ds. technicznych ZG w Poznaniu, Grzegorz Bartoszewski, członek zarządu WSG, i Dariusz Grzywiński, wójt Strzałkowa.

### 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

# Lasów

## – otwarcie na Europę

Rafał Wittmann, Adam Marzecki

Polska, chcąc być ważnym uczestnikiem zintegrowanego wspólnotowego rynku gazu, musi otworzyć się na nowe kierunki w Unii Europejskiej. Dotychczas nasza infrastruktura przesyłowa nastawiona była głównie na odbiór surowca ze Wschodu. Tymczasem intensywny rozwój sieci gazociągów na Dolnym Śląsku oraz punktu w Lasowie na granicy z Niemcami umożliwi nam szerszy niż dotychczas dostęp do energetycznych rynków zachodniej i południowej Europy.

Rosnące zapotrzebowanie gospodarek na gaz ziemny, konieczność zabezpieczenia źródeł jego dostaw, liberalizacji rynków surowców, a przede wszystkim obniżenia ich kosztów sprawiają, że kluczowym zadaniem Unii Europejskiej jest pełna inte-

gracja regionalnych sieci przesyłowych w jeden system energetyczny. Prowadzona obecnie rozbudowa gazociągów na Dolnym Śląsku oraz punktu w Lasowie wpisuje się w tę strategię.

Celem będącego obecnie w finalnej fazie programu modernizacji przesyłowej na Dolnym Śląsku jest zwiększenie możliwości importu gazu z kierunku zachodniego o ok. 0,9 mld m<sup>3</sup>/rok, do łącznej wielkości ok. 1,5 mld m<sup>3</sup>/rok. Modernizacja systemu obejmuje następujące inwestycje:

- Budowę Węzła Jeleniów–Tłocznia Jeleniów (ok. 1 km, średnica 500 mm),
- Budowę gazociągu Jeleniów–Dziwiszów (o średnicy 500 mm i długości ok. 65 km),
- Budowę gazociągu Taczalin–Radakowice–Gałów (o średnicy 500 mm i długości ok. 39 km),
- Modernizację gazociągu Dziwiszów–Taczalin (podniesienie ciśnienia roboczego),
- Budowę Tłoczni Gazu Jeleniów II,
- Rozbudowę przepustowości punktu pomiarowego w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej.

Wszystkie ww. projekty zostały już zakończone lub są w ostatniej fazie realizacji. Oddanie do użytku kluczowej inwestycji, czyli gazociągu Jeleniów–Dziwiszów, przewidziane jest na przełom 2011 i 2012 roku.

Zmodernizowany system przesyłowy na Dolnym Śląsku umożliwi przesył gazu od punktu w Lasowie do odbiorców w regionie oraz zwiększy efektywność współpracy z Podziemnym Magazynem Gazu Wierzchowice. Nowe gazociągi w przyszłości umożliwią zagospodarowanie nadwyżek surowca z Niemiec oraz zapewnią połączenie PMG Wierzchowice z aglomeracją Dolnego i Górnego Śląska. Realizacja projektu – z jednej strony – pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i poprawę niezawodności oraz elastyczności pracy całego systemu przesyłu gazu ziemnego w rejonie Dolnego Śląska i Opolszczyzny, a z drugiej – pozwoli także przygotować system do transportu gazu w kierunku Niemiec w przy-



padku zaistnienia warunków rynkowych lub w sytuacjach kryzysowych.

## FINANSOWANIE

Rozbudowa infrastruktury na Dolnym Śląsku dofinansowana jest z dwóch programów unijnych: Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz Europejskiego Programu Energetycznego na rzecz Naprawy Gospodarczej (*European Energy Programme for Recovery*).

W ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko realizowana jest budowa gazociągu Jeleniów–Dziwiszów, której wartość szacowana jest na ok. 110 mln zł, a wielkość dofinansowania wynosi około 43,9 mln zł.

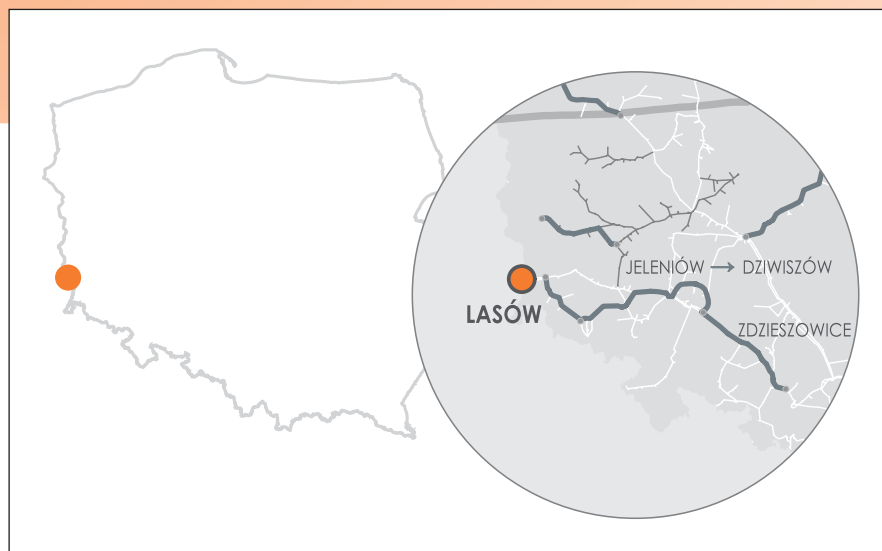
Ponadto, 6 października 2011 r. GAZ–SYSTEM S.A. podpisał preumowę z Instytutem Nafty i Gazu (instytucją wdrażającą program) w ramach POIiŚ 2007–2013. Przedmiotem umowy jest udzielenie dofinansowania w wysokości 100 mln zł na budowę w latach 2013–2015 gazociągów: Lasów–Jeleniów, Gałów–Kielczów oraz Czeszów–Wierzchowice. Wartość całej inwestycji wyniesie 214 mln zł.

Pozostałe inwestycje wchodzące w skład rozbudowy infrastruktury na Dolnym Śląsku uzyskały dofinansowanie z Komisji Europejskiej w wysokości ponad 14,4 mln EUR, w ramach programu *European Energy Programme for Recovery* (EEPR). Program ten ma przyczynić się do ożywienia gospodarczego w Unii Europejskiej i podniesienia bezpieczeństwa dostaw energii dzięki rozbudowie transgranicznej infrastruktury. GAZ–SYSTEM S.A. uzyskał w tej kwestii indywidualną decyzję Komisji Europejskiej K(2010) 5705 z 15 października 2010 roku.

## ROZBUDOWA POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWEGO W LASOWIE

Rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie jest jedną ze strategicznych inwestycji GAZ–SYSTEM S.A., pozwalających na poprawę stopnia integracji rynku gazu w Europie, zwiększenia konkurencyjności oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Obecnie zdolność przesyłowa tego punktu wynosi ok. 0,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W wyniku prowadzonych działań modernizacyjnych w systemie przesyłowym na Dolnym Śląsku możliwe będzie zwiększenie przepustowości tego punktu do 1,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Od 1 stycznia 2012 r. planuje się udostępnienie dodatkowej przepustowości w tym punkcie.

W październiku br. GAZ–SYSTEM S.A. zakończył trwającą od 4 lipca 2011 r. procedurę udostępniania dodatkowej przepustowości w punkcie wejścia Lasów poprzez podpisanie umowy z 27 firmami na przesył dodatkowych ilości gazu.



## ANALIZA PRZYSZŁOŚCI PUNKTU W LASOWIE

Równoległe z prowadzoną modernizacją infrastruktury w regionie Dolnego Śląska, GAZ–SYSTEM S.A. analizuje możliwość dalszego zwiększenia przepustowości w punkcie wejścia Lasów.

Przedmiotem zleconego przez spółkę badania rynku był okres 2016–2025. Jego rezultaty potwierdziły duże zainteresowanie potencjalnych odbiorców dalszą rozbudową połączenia na granicy polsko-niemieckiej. Po zakończeniu analizy wyników badania GAZ–SYSTEM S.A. przedstawi informację o zamierzeniach w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego w rejonie Dolnego Śląska. Ewentualne decyzje inwestycyjne będą jednak podejmowane po przeprowadzeniu procedury *Open Season* i potwierdzeniu przez użytkowników systemu zapotrzebowania na dalsze zwiększanie przepustowości na tym kierunku. Istotnym warunkiem będzie również podjęcie odpowiednich działań inwestycyjnych przez operatora systemu przesyłowego po stronie niemieckiej. To będzie wymagać przeprowadzenia konsultacji i wspólnych skoordynowanych działań obu operatorów.

Duże zainteresowanie nowymi zdolnościami przesyłowymi w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej świadczy o potrzebie otwarcia polskiego rynku na nowe kierunki dostaw energii. Powstająca na Dolnym Śląsku infrastruktura w przyszłości stanie się częścią zintegrowanego i efektywnego technicznie krajowego i europejskiego systemu przesyłowego zgodnie ze wspólnotową ideą solidarności energetycznej. ■

**Rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie jest jedną ze strategicznych inwestycji GAZ–SYSTEM S.A.**



**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

# Wątpliwości dotyczące założeń do programu uwalniania gazu (PUG) w Polsce

Wojciech Bigaj, Adam Wawrzynowicz

„Rekomendacje dla programu uwalniania gazu ziemnego w Polsce”, opublikowane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 16 listopada 2011 r., stanowią zbiór wytycznych mających poprzez stworzenie hurtowego rynku obrotu tym paliwem doprowadzić do powstania konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce. Podmiotem odpowiedzialnym za sprzedaż gazu na rynku hurtowym, a tym samym za wdrożenie i wykonanie PUG, ma być Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG). Mając na uwadze zarówno treść rekomendacji, jak i proponowane przez regulatora ramy czasowe przeprowadzenia PUG, propozycje prezesa URE wywołują wiele wątpliwości.

## Stymulacja konkurencji czy eksperyment bez przygotowania

Podstawowym założeniem proponowanych przez prezesa URE rozwiązań jest dobrowolna realizacja programu przez PGNiG, przy czym opracowanie projektu PUG przez PGNiG przewidziano na okres grudzień 2011 – styczeń 2012, zaś jego opublikowanie na marzec 2012 r. Realizację PUG oraz sprzedaż gazu na giełdzie przewidziano na czerwiec – lipiec 2012 r. Warto również zwrócić uwagę na zakładaną przez regulatora sekwencję zdarzeń – najpierw „uwolnienie” gazu (sprzedaż hurtowa na giełdzie), a następnie „uwolnienie” przez prezesa URE cen (ale dopiero po zbadaniu rynku i pod warunkiem stwierdzenia przez regulatora, że jest on konkurencyjny).

Przyjęta przez prezesa URE koncepcja może budzić kontrowersje. Narzucenie tak krótkiego czasu na opracowanie i realizację PUG, jak również założenie dobrowolnej realizacji programu przez PGNiG spowoduje bowiem, że przyjęcie i wykonanie PUG nastąpi w ramach obecnego stanu prawnego, bez jego uprzednich zmian. To zaś oznacza ryzyko natury prawnej i biznesowej dla podmiotu przeprowadzającego program, a także dla rynków – zarówno hurtowego, jak i detalicznego – niedostatecznie przygotowanych do przewidywanych zmian.

## Brak regulacji dotyczących obrotu na rynkach hurtowym i detalicznym

W założeniu prezesa URE, PUG powinien być przeprowadzony z wykorzystaniem giełdy towarowej lub rynku organizowanego przez podmiot prowadzący w Polsce rynek regulowany, z uwagi na to, że obrót gazem prowadzony na takiej giełdzie lub rynku nie wymaga koncesji, a w konsekwencji również taryfy zatwierdzonej przez regulatora. Należy tu zwrócić uwagę na próbę wykorzystania przez prezesa URE przepisów zwalniających z obowiązku koncesyjnego sprzedaż gazu na giełdzie, w celu umożliwienia PGNiG sprzedaży gazu po cenach innych

niż wynikające z zatwierdzonej taryfy. Niezależnie od ewentualnych wątpliwości natury prawnej, dotyczących możliwości sprzedaży gazu przez PGNiG po cenach zaproponowanych przez prezesa URE, wykorzystywanie regulacji prawnych w zakresie koncesjonowania w celu umożliwienia sprzedaży gazu na rynku hurtowym po cenach innych niż taryfowe wydaje się zabiegiem sztucznym. Właściwym bowiem narzędziem prawnym umożliwiającym sprzedaż gazu po cenach rynkowych jest zwolnienie przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Wskazać również należy, iż w przeciwieństwie do tzw. obliiga giełdowego na rynku energii elektrycznej (tj. obowiązku sprzedaży określonego wolumenu tej energii na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym), ustawa „Prawo energetyczne”<sup>1</sup> nie zawiera podobnej regulacji w zakresie obrotu gazem ziemnym na rynku hurtowym, a co za tym idzie – brak wystarczających ram prawnych zabezpieczających interesy wszystkich uczestników transakcji prowadzonych na takim rynku. Ograniczenia wynikające z niedostatecznej legislacji niejako wymuszają obecnie organizację takiej sprzedaży poprzez giełdę towarową, tymczasem nie można wykluczyć, że rozwiązaniem korzystniejszym byłaby sprzedaż w inny sposób (np. publiczna aukcja organizowana bezpośrednio przez PGNiG).

Niedostatek regulacji dotyczy nie tylko organizacji rynku hurtowego. Oceniając założenia zawarte w rekomendacjach prezesa URE, uwagę zwraca brak prawnego umocowania lub niedoskonałość obowiązującego prawa w zakresie wielu instytucji niezbędnych do powstania i prawidłowego funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Uregulowania wymagają takie kwestie, jak sprzedaż gazu w punkcie wirtualnym i związane z tym zagadnienia, zasady obrotu gazem na rynku wtórnym czy prowadzenie rozliczeń w jednostkach energii. Rozwinięcia wymaga również regulacja dotycząca zmiany sprzedawcy, co wiąże się również z koniecznością uregulowania zasad rozwiązywania obecnie obowiązujących umów kompleksowych z dotychczasowym sprzedawcą. Konieczne wydają się także zmiany w instrukcjach operatorskich (IRiESP i IRiESD).



Próba stworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego bez uprzedniej szerokiej zmiany stanu prawnego może być ryzykowna. Nasuwa się tu porównanie z budową obiektu budowlanego na podstawie samej koncepcji architektonicznej, bez szczegółowych analiz i uzgodnień, bez fazy projektowej i – finalnie – bez uzyskania stosownych zezwoleń określających warunki realizacji inwestycji w sposób bezpieczny dla użytkowników.

## Realizacja PUG a zobowiązania kontraktowe PGNiG

W opublikowanych rekomendacjach prezes URE proponuje, aby wolumen PUG na każdy rok wynosił co najmniej 70% rocznego zapotrzebowania na gaz w Polsce. Powyższe ilości mają zostać zaoferowane przez PGNiG w połowie 2012 r. w kontraktach rocznych na lata 2013–2015. Przyjęcie tak znacznej ilości gazu ziemnego będącego przedmiotem programu oznacza, że zagrożona może być realizacja zobowiązań kontraktowych PGNiG. Propozycja regulatora w zakresie wolumenu gazu podlegającego uwolnieniu na poziomie 70% krajowego zapotrzebowania uzasadniona jest koniecznością ochrony interesów odbiorców przemysłowych – ilość gazu oferowanego w ramach PUG ma odpowiadać zapotrzebowaniu na gaz tej grupy odbiorców, aby po uwolnieniu cen mogli oni swobodnie zmieniać sprzedawcę. Powyższa propozycja nie została jednakże zrównoważona rekomendacją dotyczącą zabezpieczenia PGNiG przed roszczeniami tych odbiorców, których dostawy nie będą mogły być zrealizowane zgodnie z postanowieniami już zawartych kontraktów, z uwagi na brak wystarczających ilości gazu, a którzy nie będą chcieli zmienić sprzedawcy. Dotyczyć to może na przykład umów typu *project finance*, gwarantujących odbiorcy ciągłość dostaw realizowanych przez PGNiG przez określony czas, czy innych tego rodzaju umów.

W kontekście proponowanego przez regulatora wolumenu gazu wątpliwości może również budzić postulat wprowadzenia do sprzedaży hurtowej całej ilości gazu, która obecnie używana jest przez odbiorców przemysłowych w Polsce. W praktyce oznaczać to może wyeliminowanie dotychczasowego sprzedawcy z rynku dostaw dla tej grupy odbiorców (skoro teoretycznie cały wolumen gazu przeznaczony dla odbiorców przemysłowych mogą wykupić inni, konkurencyjni sprzedawcy).

Zgodnie z wytycznymi prezesa URE, w PUG nie będą uczestniczyły spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG, zatem w przypadku sprzedaży na rynku hurtowym całego wolumenu gazu objętego programem (odpowiadającemu 70% krajowego zapotrzebowania) do zmiany sprzedawcy zostaną zmuszeni wszyscy odbiorcy z segmentu przemysłowego, w tym również tacy odbiorcy, którzy nie zamierzali rezygnować z usług dotychczasowego sprzedawcy. Próba stworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego (w segmencie odbiorców przemysłowych), rodząca ryzyko całkowitego wyeliminowania z tego rynku dotychczasowego sprzedawcy, jak również wymuszająca na odbiorcach zmianę sprzedawcy, może budzić wątpliwości zarówno co do zgodności z regułami prawa konkurencji, jak i unijnego pakietu energetycznego. Możliwość zmiany sprzedawcy jest bowiem prawem, a nie obowiązkiem odbiorcy.

## PUG a uwolnienie cen gazu ziemnego

Według koncepcji prezesa URE, PUG ma być wstępem do uwolnienia cen gazu, co ma uchronić Polskę przed postępowaniem ze strony Komisji Europejskiej w sprawie utrzymywania administracyjnej regulacji cen tego paliwa. Zakładana przez regulatora sekwencja zdarzeń – najpierw realizacja PUG, a następnie ewentualne uwolnienie cen – jest jednak dyskusyjna. Liberalizacja rynku gazu ziemnego to proces, który został już uruchomiony, i na który składają się takie elementy, jak wydzielenie operatora systemu magazynowania i udostępnienie magazynów gazu uczestnikom rynku, nowelizacja tzw. ustawy o zapasach gazu ziemnego<sup>2</sup> i zniesienie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium Polski, rozbudowa interkonektorów i systemu przesyłowego, uruchomienie rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim czy budowa terminalu LNG. Powyższe czynniki spowodują rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego bez konieczności wdrażania takich programów, jak PUG, co spowoduje że administracyjna regulacja cen, jako środek ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym ich wzrostem, nie będzie już niezbędna. Warto również dodać, że w świetle przepisów unijnych dopuszcza się instrumenty prawnej ochrony odbiorców, jednak inne niż administracyjna regulacja cen. Możliwe jest wręcz stwierdzenie, że sama administracyjna regulacja cen, w kształcie obowiązującym w Polsce, jest niezgodna z prawem Unii Europejskiej. W ocenie Komisji Europejskiej, ochrony odbiorców w trudnej sytuacji nie należy utożsamiać z utrzymywaniem regulowanych cen w odniesieniu do wszystkich (lub wybranych kategorii) odbiorców. Regulacja cen stanowi barierę wejścia utrudniającą podjęcie działalności nowym dostawcom i czynnik zniechęcający do zmiany dostawcy. W tym kontekście zadaniem ważniejszym niż PUG wydaje się zatem opracowanie spójnego systemu ochrony odbiorców wrażliwych oraz uregulowanie takiego systemu obowiązującymi przepisami prawa, czemu towarzyszyć powinno uwolnienie cen.

Wdrożenie i realizacja PUG wymaga również przeprowadzenia wnikliwych analiz w celu zapewnienia, że po wykonaniu PUG zaspokojone zostało całe krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny. Nie można zwłaszcza wykluczyć zmniejszenia się wolumenu gazu dostępnego w Polsce wskutek przeprowadzenia sprzedaży hurtowej na proponowanych przez URE zasadach, w przypadku, gdy będzie on zbywany po cenach niższych niż w państwach ościennych, w których ceny nie podlegają administracyjnym regulacjom (taryfy nie są zatwierdzane przez krajowych regulatorów). W takim przypadku możliwa będzie sprzedaż gazu pochodzącego z PUG do odbiorców z innych państw, w których funkcjonują ceny kształtowane na podstawie relacji popytu do podaży. Potrzeby energetyczne polskich odbiorców mogą wówczas pozostać niezaspokojone. ■

Autorzy są radcami prawnymi w Kancelarii Prawnej BWWS Bartkowiak Wojciechowski Wawrzynowicz Springer.

<sup>1</sup> Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625 – tekst jedn. ze zm.

<sup>2</sup> Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2007 r., nr 52, poz. 343 ze zm.).

# Przede wszystkim człowiek

**Adam Cymer**

Pewnie nie byłoby tysięcy „oburzonych” na madryckim placu Puerta del Sol, na nowojorskiej Wall Street i na ulicach i placach wielu jeszcze miast świata, gdyby nie patologiczna pogoń za zyskiem i władzą korporacji, molochów współczesnego świata, które zdominowały państwa i społeczeństwa, przygniotły człowieka i nie są zdolne troszczyć się o kogokolwiek czy cokolwiek poza samymi sobą. A świat może wyglądać inaczej. Wystarczyła wizyta w Jaśle i spotkanie z Janem Liszką.

Spotkanie zaczyna się od wspomnień. Stonowany, o ujmującym spojrzeniu starszy pan, wspomina swoje urodziny w małej wiosce koło Jasła, początki edukacji w wiejskiej szkole, a następnie w liceum w Kołaczycach. Podkreśla swoje przywiązanie do rodzinnego domu i nie kryje sentymentu do tych sielskich krajobrazów, co daje znać o sobie później, gdy po studiach podejmował decyzję o swojej pracy.

Pierwsze szlify uczelniane zdobywał w WSI w Rzeszowie, ale po roku zrezygnował, by ubiegać się o indeks w AGH w Krakowie na wydziale wiertniczo-naftowym ze specjalizacją kopalnictwo naftowe. Na ostatnim roku studiów otrzymał stypendium z Karpackiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa, co wiązało się z perspektywą zatrudnienia w dyrekcji KOZG. A jednak, gdy padła propozycja, by przyjąć pracę w Rejonie Gazowniczym Jasło – nie było wahania, gdyż tak będzie lepiej, bo bliżej rodzinnego domu. I tak w kwietniu 1970 roku rozpoczęła się przygoda z gazownictwem, od stanowiska referenta technicznego w dziale instalacji sieci. Po dwóch latach było to już stanowisko kierownika rozdzielni gazu w Sanoku. Po trzynastu latach Jan Liszka przenosi się do Jasła – bo znowu bliżej rodzinnego gniazda – na stanowisko kierownika ds. zaopatrzenia i inkasa, wkrótce obejmując funkcję głównego specjalisty ds. ekonomicznych i stąd – w 1992 roku – zostaje powołany na stanowisko dyrektora ówczesnego Zakładu Gazowniczego. Pełnił funkcję do czasu

restrukturyzacji branży gazowniczej, polegającej na wydzieleniu kolejno: przesyłu, dystrybucji i handlu. Po tych zmianach 1 stycznia 2003 roku powierzono mu funkcję dyrektora Rejonowego Zakładu Gazowniczego w Jaśle – Oddziału Karpackiej Spółki Gazownictwa, którą pełnił aż do czerwca br., do momentu przejścia na emeryturę. – *Niektórzy twierdzą, że to za długo – głośno zastanawia się Jan Liszka. – Ale ja twierdzę, że zakład gazowniczy to nie jest zwykły zakład przemysłowy. Ta branża wymaga wielu lat nauki, praktyki, wielkiego doświadczenia, by mieć pewność, że wszystko, co się robi, spełnia najwyższe standardy bezpieczeństwa. Bo o to chodzi w naszym zawodzie. A z tego wynika jeszcze jedno – w tej branży liczy się przede wszystkim człowiek.*

I przez moment znowu wracamy do wspomnień, z których dobitnie wynika, że przywiązanie do zawodu, do środowiska, podyktowane jest przede wszystkim zauroczeniem niezwykłym zjawiskiem – unikalnym poczuciem wspólnoty ludzi, którzy tworzą to środowisko. – *Do dzisiaj jestem pod wrażeniem rodzinnej bez mała atmosfery, którą stwarzali moi przełożeni, gdy przyszedłem do pracy – mówi Jan Liszka. – I to trwa nadal. I może to jest przyczyną tak niskiej fluktuacji kadr w naszym zawodzie. I pewnej nawet zazdrości przedstawicieli innych środowisk, z którymi nieraz rozmawiam, że my, gazownicy, potrafimy tę wspólną wspólnotę budować.*

Temat człowieka, relacji międzyludzkich, kwestia kontaktów przełożony–podwładny, staje się głównym przedmiotem naszej rozmowy. Jan Liszka zwraca uwagę na to, że lata jego dyrektorowania w Jaśle to okres nieustannych zmian. Organizacyjnych, wynikających z naturalnych zmian w systemach zarządzania, a także strukturalnych, wynikających ze zmian własnościowych w sektorze gazowniczym i regulacji koniecznych po wstąpieniu do Unii Europejskiej. – *Wiele tych zmian wcale nie było na lepsze – twierdzi dyrektor Liszka. – W wielu sprawach poszliśmy za daleko, gdy pod wpływem unijnych dyrektyw wydzieliśmy całe struktury z naszej organizacji, mnożąc tylko biurokrację, a to nie jest tanie rozwiązanie. Ale jak wracam myślami do tych zdarzeń, co do jednego jestem absolutnie przekonany: nie jest prawdą, że liczy się tylko zmiana, a czynnik ludzki nie ma znaczenia. Jest dokładnie odwrotnie – to człowiek jest wartością i to on musi być podmiotem zmian.*

Można być pewnym, że dyrektor ma rację. Przez całe lata kolejne zarządy karpackiego gazownictwa oceniały wysoko



Zakład Gazowniczy w Jaśle, stawiały za wzór pracy z ludźmi, także wówczas, gdy już mówiło się nie o ludziach, a o *human resources*. W Jaśle jednak zawsze chodziło tylko o to, by nagradzać i wyróżniać najlepszych, awansować tych, którzy wykazywali skromność, ale i charakter, profesjonalizm, ale i wrażliwość. Dyrektor przypomina sobie jeden przypadek, gdy swoim przełożonym musiał się tłumaczyć, dlaczego awansował swojego zastępcę referenta, a nie kierownika. – *Bo właśnie chodziło o docenienie takich zalet, jak wyżej wspomniałem – tłumaczy dyrektor. – I dzisiaj osoba ta jest jednym z najlepszych dyrektorów finansowych w naszych zakładach – dodaje.*

Kwestia tych awansów skłania Jana Liszkę do pewnej refleksji. – *Przypominam sobie często cytaty z „Ziemi obiecanej”: „Łódź to las, to puszcza – masz mocne pazury, to idź śmiało i bezwzględnie duś bliźnich, bo inaczej oni cię zduszą, wysają i wyplują z siebie”. – Jak dzisiaj patrzę na niektórych młodych uczestników „wyścigu szczurów”, ubolewam, że wracają mentalnie w inne czasy. Jakby nieświadomie ulegają presji współczesnego świata i stają się ogniwem korporacyjnej maszyny, której żadne wewnętrzne ograniczenia – moralne czy prawne – nie powstrzymują przed eksploatacją wszystkiego i wszystkich w imię tworzenia bogactwa dla siebie i swoich właścicieli. Inaczej na to patrzę, inny był mój świat. Nie uczestniczyłem w żadnym wyścigu szczurów, nigdy nie walczyłem o awanse, przywileje czy pieniądze, a jednak wszystko z czasem przyszło. Rzetelna i uczciwa praca przynosiła swoje owoce. Jest jeszcze, na szczęście, średnie pokolenie, któremu bliskie są moje wartości. Czy młodzi, którzy prą do przodu bezwzględnie, niejednokrotnie za wszelką cenę, zachowując jakiś szacunek dla zasad mojego i średniego pokolenia? Czy uczciwy i rzetelny człowiek ma szansę nie zginąć w tym wyścigu? Mam wątpliwości.*

Dyrektor podkreśla, że miał szczęście, bo zawsze udawało mu się dobrać taki zespół, z którym się znakomicie pracowało. Kłopot pojawiał się jedynie wówczas, gdy nadchodziła kolejna restrukturyzacja i trzeba było taki udany team podzielić. – *Wyznaję jednak żelazną zasadę – nie można być krótkowzrocznym egoistą i tym, co najlepsze, należy się podzielić – mówi dzisiaj. – To się zawsze sprawdza. Nawet odchodząc na emeryturę, gdy spytano mnie, czy mam następcę, odpowiedziałem, że mam, ale teraz jest po tej wydzielonej stronie.*

Takie kwestie, jak umiejętność pracy z ludźmi, sztuka nawiązywania kontaktu, prowadzenia dialogu z innymi to *leitmotiv* naszej rozmowy. W wielu wymiarach. Nie tylko w budowaniu zespołów pracowniczych, ale także we współpracy ze związkami zawodowymi i ze społecznością lokalną, samorządami, stowarzyszeniami. – *Bardzo sobie ceniłem udział w lokalnych inicjatywach – podkreśla Jan Liszka. – Wspieraliśmy wiele z nich finansowo. Na organizowane w dworku Marii Konopnickiej wieczory muzyczne przyjeżdżają najwybitniejsi artyści, a dla lokalnej społeczności to wielkie wydarzenie. Wyrazy uznania należą się ludziom, którzy chcą coś zrobić. Nasza zasługa to tylko to, że takie inicjatywy się spełniają, bo bez naszego wsparcia pewnie by zginęły.*

Jan Liszka podkreśla, że nigdy nie angażował się politycznie, nie należał nigdy do żadnej partii. Organizacje i stowarzyszenia branżowe to było jedyne forum jego aktywności społecznej. I nadal pozostaje. Choć zdaje się, że to również jest przedmiotem pewnej troski. – *Nawiążę raz jeszcze do tego „wyścigu szczurów”. Odnoszę wrażenie, że jeśli taki trend się utrzyma w młodym pokoleniu, również w naszych stowarzyszeniach nic po nas nie zostanie, nawet jeśli organizacje pozostaną. Nie widzę tam młodych, nie widzę wśród młodych zainteresowania dla takiej formy aktywności społecznej. Nikt nie podejmie po nas pałeczki. Nikt już wówczas nie upomni się o jakieś wartości, nie będzie chciał budować etosu pracy i zawodu, nie upowszechniał tak fundamentalnej zasady, że w każdej działalności trzeba być człowiekiem, dobrym człowiekiem. ■*



Jan Liszka na centralnej Barbórcie Karpackiej Spółki Gazownictwa, 9 grudnia br. w Lublinie, otrzymał wyjątkowy medal „Zasłużony dla tarnowskiego gazownictwa”.

Medal ten przyznaje kapituła składająca się z szefów czterech firm gazowniczych działających w Polsce południowo-wschodniej: Karpackiej Spółki Gazownictwa, Karpackiego Oddziału Obrotu Gazem, tarnowskiego oddziału GAZ-SYSTEM S.A. oraz ZRUG Pogórska Wola. Kapituła nagrodziła niekwestionowany wkład dyrektora w rozwój gazownictwa, zwłaszcza na Podkarpaciu.

Na zdjęciu od lewej: Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG, Henryk Gwarda, dyrektor, Jan Liszka, Ryszard Lis i Miron Jamroz.

fol. N. Vision

# Projekt „Błękitna Linia” dla Warszawy

Marek Kwasowicz

14 lipca br. w obecności Hanny Gronkiewicz-Waltz, prezydenta Warszawy oraz prof. dr. hab. inż. Włodzimierza Kurnika, rektora Politechniki Warszawskiej, powołany został do życia Warszawski Klaster „E-Mobil”, którego celem jest wspieranie rozwiązań wykorzystujących napędy proekologiczne i energoefektywne.

Pierwszym projektem, którego realizacją podjął się Klaster „E-Mobile”, jest wpisująca się w plany Miejskich Zakładów Autobusowych w Warszawie Sp. z o.o. rewitalizacja zajezdni przy ulicy Redutowej, wraz ze zmianą nośników energii na ekologiczne. Do tej pory autobusy zasilane były olejem napędowym (ON), zaś ogrzewanie odbywało się za pomocą kotła rozpalanego miazem węglowym. Przedsięwzięcie opiera się na budowie przyłącza gazowego, instalacji kotłów gazowych oraz zamiany floty autobusów zasilanych ON na fabrycznie nowe pojazdy napędzane CNG.

Projekt realizowany w ramach funkcjonowania Klastra E-Mobile, pod roboczą nazwą „Błękitna Linia”, skupia następujące organizacje:

- Urząd Miasta Stołecznego Warszawa;
- Politechnikę Warszawską;
- Zarząd Transportu Miejskiego;
- Miejskie Zakłady Autobusowe w Warszawie Sp. z o.o.;
- Przemysłowy Instytut Motoryzacji;
- Fiat Auto Poland SA;
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA.

Realizacja projektu pozwoli nie tylko na osiągnięcie oszczędności finansowych w zakresie eksploatacji pojazdów (NGB – *Natural Gas Buses*), ale uczyni Warszawę, pierwszym miastem, w którym na tak dużą skalę będzie wykorzystany transport ekologiczny. W celu osiągnięcia najlepszego efektu wizerunkowego i ekologicznego prefero-

wany jest model wykorzystania NGB na terenach o dużym zaludnieniu (centrum miasta). Dzięki realizacji projektu możliwe będzie ograniczenie emisji cząstek stałych, będących przyczyną chorób nowotworowych i płuc oraz powikłań związanych z wchłanianiem przez mieszkańców wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych.

Roczne zapotrzebowanie autobusów na gaz (przy założeniu użytkownika docelowo 150 pojazdów), wyniesie ok. 9000 tys. m<sup>3</sup>, co doprowadzi niemal do podwojenia wolumenu sprzedaży CNG.

Oszczędność generowana w czasie użytkowania jednego pojazdu wyniesie 120 tys. PLN, co przy 150 pojazdach daje sumaryczną oszczędność 18 900 tys. PLN w całym cyklu „życia” pojazdów (uwzględniając koszty przeglądów magazynów oraz eksploatacji stacji CNG).

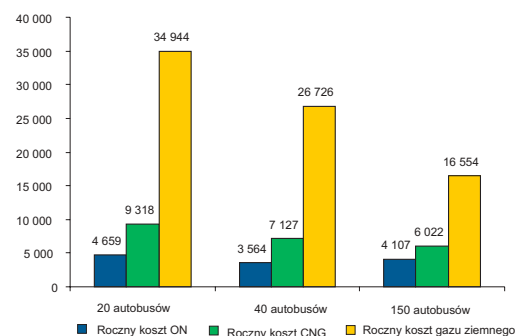
W razie pokrycia różnicy w cenie zakupu pojazdu oszczędność dla 150 autobusów zwiększy się o dodatkowe 37 500 tys. PLN.

W przypadku budowy stacji CNG przez Miejskie Zakłady Autobusowe w Warszawie Sp. z o.o. możliwe

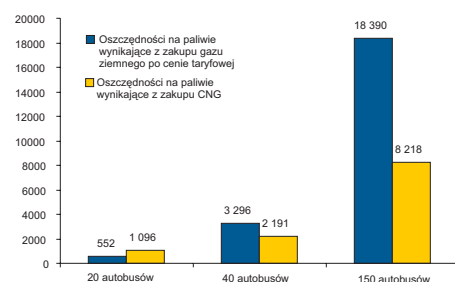
będzie dalsze ograniczenie kosztów (od około 34% do 55%) w związku z zakupem gazu po cenie taryfowej oraz sprężaniem go we własnym zakresie (koszt sprężenia to około 0,35 PLN/m<sup>3</sup> CNG). Zamieszczone wykresy pokazują oszczędności w zakupie paliwa dla przedmiotowego projektu (bez uwzględnienia kosztów eksploatacji).

Omawiany projekt ma strategiczne znaczenie dla rozwoju obszaru CNG, może też zwrócić uwagę środowisk regulacyjnych na konieczność wspierania tego typu działań, zaś zaangażowanie się w jego realizację władz miasta zwiększa szanse jego pomyślnego zakończenia. ■

Koszty zakupu paliwa do autobusu



Oszczędności generowane dzięki zastosowaniu gazu ziemnego w transporcie w odniesieniu do ON



# Kolejne ustanowione standardy techniczne

Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa podjął uchwałę ustanawiającą 7 standardów technicznych, które zostały opracowane przez zespoły robocze powołane przez Komitet Standardu Technicznego.

W trybie opracowywania przeszły one całą drogę akceptacji i opiniowania – od projektu roboczego poddane go opiniowaniu w ankiecie wśród wszystkich firm zrzeszonych w IGG, poprzez „konferencję uzgadniającą” zgłoszone uwagi, a nieuwzględnione przez zespół roboczy w kolejnej wersji projektu, aż do zatwierdzenia na plenarnym posiedzeniu przez Komitet Standardu Technicznego. Komitet Standardu Technicznego, podejmując odpowiednie uchwały, kierował zatwierdzone projekty standardów technicznych do Zarządu IGG w celu podjęcia uchwał ustanawiających.

Ustanowione standardy techniczne zostały skierowane do druku i obecnie są w sprzedaży w IGG.

## ST-IGG-1501:2011;

### Filtry do stosowania na sieciach gazowych

Standard techniczny opracowany przez Zespół Roboczy nr 15 pod kierownictwem Lesława Łukasika z Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. we Wrocławiu.

Standard techniczny z założenia stanowi nowelizację normy zakładowej PGNiG SA ZN-G-3242:2003 „Sieci gazowe. Filtry. Wymagania i badania.”, która przez długi już okres obowiązywania w wielu obszarach zdezaktualizowała się ze względu na zmiany zarówno w obowiązujących przepisach, jak i postępie technicznym czy materiałowym.

W trakcie prac nad standardem technicznym dokonano przeglądu wszystkich uregulowań mających zastosowanie w projektowaniu, wykonaniu, badaniach oraz przekazaniu do eksploatacji filtrów i na ich podstawie określono nowe wytyczne we wszystkich wymienionych wcześniej obszarach.

Przyjęte uregulowania prawne charakteryzują filtry jako urządzenia ciśnieniowe, których proces powstawania powinien być zgodny z dyrektywą 97/23/WE. Członkowie zespołu roboczego, autorzy nowelizacji, starali się jednak widzieć filtry nie tylko jako zbiorniki ciśnieniowe, ale i urządzenia gazownicze służące do filtracji stale przepływającego przez nie gazu pod ciśnieniem, co skutkowało wykorzystaniem normy „gazowniczej” PN-EN 12732.

Dbając o spełnienie wszelkich wymogów zapewnienia odpowiedniej wytrzymałości ciśnieniowej filtrów – w zagadnieniach dotyczących korpusów – nie ograniczono się jedynie do opar-

cia standardu na normie PN-EN-13445 „Nieogrzewane płomieniem zbiorniki ciśnieniowe” – części od 1 do 6, ale starano się wskazać pewną dowolność w wyborze sposobów osiągnięcia wymaganych cech filtra.

Standard techniczny został opracowany na podstawie najlepszej wiedzy technicznej osób biorących udział w jego tworzeniu i wszystkich gremiów opiniujących. Wymagania tego standardu technicznego mają zastosowanie do wszystkich filtrów, które zostaną zaprojektowane i wykonane po wejściu w życie i przyjęciu go do stosowania.

## ST-IGG-1101:2011;

### Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włążeń oraz elementami do przyłążeń

Standard techniczny opracowany przez Zespół Roboczy nr 11 pod kierownictwem Tadeusza Furmańskiego z Karpackiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie.

Powszechnie stosowane w budowie sieci gazowej połączenia PE/stal, elementy do włążeń do czynnej sieci gazowej oraz elementy do przyłążeń nie były dotychczas objęte żadnym krajowym dokumentem normatywnym.

W standardzie technicznym są zebrane wymagania techniczne obejmujące projektowanie, budowę, stosowane materiały, metody łączenia, badania i próby, dokumenty dopuszczające do wytwarzania oraz powykonawcze. Poprzez analizę rozwiązań konstrukcyjnych producentów krajowych, zrzeszonych w IGG, oraz zagranicznych, w standardzie technicznym zaproponowano rozwiązania konstrukcyjne najlepsze i najbardziej nowoczesne, nie ograniczając równocześnie stosowania innych równoważnych lub lepszych konstrukcji.

Standard techniczny opracowano w okresie obowiązywania rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz.U. z 2001 r. nr 97 poz. 1055), jednakże w tym samym czasie trwały prace nad jego nowelizacją. Dlatego standard techniczny oprócz wymogów obowiązującego prawa zawiera również wymagania projektu nowelizacji tego aktu prawnego.

Jako nadrzędną przy tworzeniu standardu technicznego przyjęto zasadę, że postawione wymagania i ich spełnienie przez kompetentnych uczestników procesu w trakcie produkcji i montażu mają zagwarantować bezpieczną i bezawaryjną pracę sieci gazowej oraz ciągłość dostaw paliwa gazowego.

Elementy objęte zakresem standardu technicznego są montowane i pracują w bezpośrednim sąsiedztwie budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, dlatego ich jakość ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo odbiorców gazu ziemnego.

Dokumenty normatywne, w tym również standardy techniczne, zgodnie z zasadami prac normalizacyjnych, muszą stawać wymagania co najmniej na takim poziomie, jak przepisy prawa. Ta zasada została spełniona w opracowanym standardzie technicznym.

**ST-IGG-1001:2011; Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne**

**ST-IGG-1002:2011; Gazociągi.**

**Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne.**

**Wymagania i badania**

**ST-IGG-1003:2011; Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania**

**ST-IGG-1004:2011; Gazociągi. Tablice orientacyjne.**

**Wymagania i badania**

Standardy techniczne opracowane przez Zespół Roboczy Nr 10 pod kierownictwem Daniela Zwolskiego z Karpackiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie.

Standardy techniczne zostały opracowane poprzez aktualizację norm zakładowych PGNiG SA serii ZN-G-3001, 3002, 3003 i 3004:2001. Powstałe w 2001 roku normy zakładowe PGNiG wymagały nowelizacji z uwagi na zmiany, jakie zaszły od czasu ich utworzenia w obowiązujących przepisach prawnych, normach oraz wynikające z postępu technicznego i materiałowego.

Gazociągi oraz przyłącza gazowe są w większości zlokalizowane pod powierzchnią ziemi, a więc są przewodami niewidocznymi. Ze względu na ich bezpieczne funkcjonowanie należy stosować elementy oznakowania mające na celu informowanie oraz ostrzeganie osób postronnych i służb eksploatacyjnych o obecności gazociągu. Rozmieszczenie elementów oznakowania pomaga również operatorowi sieci gazowej w prowadzeniu nadzoru nad strefą kontrolowaną oraz w bieżącej eksploatacji. W tym kontekście konieczne było opracowanie standardów technicznych, które swoim zakresem obejmują zagadnienia związane z oznakowaniem trasy gazociągu, mające na celu informowanie oraz ostrzeganie osób postronnych i służb eksploatacyjnych o obecności gazociągu oraz prowadzeniu nadzoru nad strefą kontrolowaną przez jej operatora.

W standardach technicznych określono wymagania ogólne dotyczące oznakowania trasy gazociągu za pomocą taśm ostrzegających, siatek ostrzegających, taśm lokalizacyjnych lub przewodów lokalizacyjnych, znaczników elektromagnetycznych, słupków oznaczeniowych i oznaczeniowo-pomiarowych oraz tablic orientacyjnych.

Postanowienia standardów technicznych opracowano opierając się na doświadczeniach przedsiębiorstw gazowniczych w podziemnym i naziemnym oznakowaniu trasy gazociągu i jego punktów charakterystycznych.

Do standardów technicznych wprowadzono nowe rozwiązania techniczne oraz wymagania w stosunku do materiałów użytych do produkcji elementów oznakowania trasy gazociągu. W standardach technicznych ujęto wszystkie obecnie obowiązujące normy i uregulowania mające zastosowanie w procesie oznakowania trasy gazociągu.

Jako nadrzędną przy tworzeniu standardów technicznych przyjęto zasadę, że postawione wymagania i ich spełnienie przez kompetentnych uczestników ww. procesu zagwarantują

bezpieczną i bezawaryjną pracę sieci gazowej oraz ciągłość dostaw paliwa gazowego.

**ST-IGG-0503:2011; Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi**

Standard techniczny opracowany przez Zespół Roboczy nr 5 pod kierownictwem Macieja Witka z OGP GAZ–SYSTEM S.A., członka Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, reprezentującego Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych w Warszawie.

Standard techniczny wprowadza dwie formy użytkowania stacji gazowych oraz instalacji redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach: obsługę planową i obsługę zależną od stanu technicznego obiektu.

Obsługa planowa polega na wykonywaniu czynności eksploatacyjnych w interwałach czasowych określonych *ex ante* w harmonogramach i jest dotychczas stosowanym w Polsce sposobem użytkowania stacji w sieciach przesyłowej i dystrybucyjnej.

Obsługa zależna od stanu technicznego obiektu jest nowym podejściem do zapewnienia bezpieczeństwa użytkowania stacji, wzorowanym na wytycznych niemieckich DVGW G495:2006 oraz ocenie poziomu ryzyka rurociągów według modelu Muhlbauera.

Formę obsługi stacji gazowych oraz instalacji redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach wybiera operator sieci, kierując się warunkami i wymaganiami pracy stawianymi obiektowi oraz własnym doświadczeniem. Obie formy są działaniami profilaktycznymi, których zadaniem jest zmniejszenie ryzyka wystąpienia awarii lub ograniczonej dyspozycyjności stacji.

Działania obsługowe realizowane na podstawie analizy stanu technicznego zależne są od oceny i wyników kontroli, przeglądów, analizy wielkości pomiarowych charakteryzujących obiekt, które świadczą o jakości poszczególnych elementów, a także możliwości pogorszenia się właściwości w rozpatrywanym okresie. Przy analizie należy uwzględnić zakłócenia w pracy, awarie, ich przyczyny oraz wpływ na stan techniczny obiektu. Forma obsługi stacji lub instalacji na przyłączy gazowym według stanu technicznego wymaga:

- nadzorowania pracy obiektu za pomocą systemu telemetrii;
- systematycznego gromadzenia i dokumentowania danych o wielkościach oraz stanie poszczególnych elementów i podzespołów, a także analizy oraz porównania wartości rzeczywistych z wymaganymi;
- analizy awarii i zakłóceń w celu stwierdzenia przyczyn i wyeliminowania potencjalnych zagrożeń (działania profilaktyczne);
- uwzględnienia kwalifikacji, doświadczenia pracowników i wdrożenia programu szkoleń kadry technicznej.

Forma obsługi zależna od stanu technicznego wymaga od operatora sieci wprowadzenia sformalizowanych procedur w wyniku których użytkownik uzyska przejrzyste i udokumentowane wyniki oceny eksploatacyjnej, umożliwiające analizę konkretnej stacji oraz instalacji na przyłączy gazowym.

W standardzie technicznym przedstawiono znormalizowaną procedurę weryfikacji jakościowej użytkowanych obiektów opartej na wskaźniku oceny WO, jednak możliwe jest wprowadzenie przez operatora własnych procedur walidacji eksploatacyjnej stacji lub instalacji.

Czynniki eksploatacyjne dla stacji lub instalacji na przyłączy gazowym, jakie należy uwzględnić przy ocenie punktowej danego obiektu według standardu technicznego podano w odpowiedniej tablicy.

W każdym przypadku system oceny stanu technicznego należy poddawać okresowej analizie i dostosowywać wagę wskaźników do zmian mających wpływ na użytkowanie obiektu oraz nabytego doświadczenia eksploatującego. Zaleca się przeprowadzanie przez operatora weryfikacji modelu analitycznego każdej stacji nie rzadziej niż co 3 lata.

Obie formy obsługi eksploatacyjnej stacji gazowych oraz instalacji redukcji ciśnienia i/lub pomiaru na przyłączach mają zaproponowaną wspólną znormalizowaną częstotliwość prowadzenia czynności eksploatacyjnych, przedstawioną w odpowiednich tablicach.

W standardzie technicznym przedstawiono minimalne wymagania dla poszczególnych form użytkowania stacji oraz instalacji na przyłączy gazowym, powiązane z częstotliwością wykonywania czynności eksploatacyjnych. Przy stosowaniu przez operatora sieci obsługi obiektu zależnej od jego stanu technicznego, przedziały czasowe wykonywania czynności eksploatacyjnych mogą być maksymalnie dwukrotnie wydłużone, co wynika z granicznej wartości współczynnika WO.

Aktualny wykaz ustanowionych standardów technicznych Izby Gospodarczej Gazownictwa

L.p.	Nr i tytuł Standardu Technicznego IGG
1	ST-IGG-0601:2008; Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania i zalecenia.
2	ST-IGG-0602:2009; Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie.
3	ST-IGG-0501:2009; Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania.
4	ST-IGG-0502:2010; Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania.
5	ST-IGG-0401:2010; Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie.
6	ST-IGG-1201:2010; Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej.
7	ST-IGG-1202:2010; Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności.
8	ST-IGG-1401:2010; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych.
9	ST-IGG-1402:2010; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów.
10	ST-IGG-1403:2010; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb.
11	ST-IGG-1501:2011; Filtry do stosowania na sieciach gazowych.
12	ST-IGG-0503:2011; Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi.
13	ST-IGG-1001:2011; Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne.
14	ST-IGG-1002:2011; Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania.
15	ST-IGG-1003:2011; Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania.
16	ST-IGG-1004:2011; Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania.
17	ST-IGG-1101:2011; Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączeń oraz elementami do przyłączeń.
18	ST-IGG-0205:2011; Ocena jakości gazów ziemnych. Część 1: Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego.

### ST-IGG-0205:2011; Ocena jakości gazów ziemnych.

#### Część 1: Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego

Standard techniczny opracowany przez Zespół Roboczy Nr 2 pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Warszawie.

Standard techniczny Izby Gospodarczej Gazownictwa został opracowany w celu usystematyzowania i ujednolicenia wymagań, wytycznych, zaleceń oraz metod nadzoru i kontroli procesowych chromatografów gazowych stosowanych do oceny jakości gazów ziemnych. Wymagania zostały tak sprecyzowane, że mogą jednocześnie stanowić wytyczne do specyfikacji istotnych warunków zamówienia przy doborze nowych zestawów procesowych chromatografów gazowych.

Do czasu opracowania odrębnego standardu technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, dotyczącego chromatografów gazowych stosowanych w laboratoriach stacjonarnych, niektóre rozwiązania zawarte w niniejszym standardzie

mogą znaleźć zastosowanie także dla tych chromatografów gazowych.

W standardzie pod pojęciem oceny jakości gazów ziemnych należy rozumieć ocenę składu gazu umożliwiającą wyliczenie wartości liczbowych wielkości fizykochemicznych gazu, istotnych z punktu widzenia procesów rozliczeniowych i kontroli ruchu na sieciach gazowych.

Postanowień standardu nie stosuje się do chromatografów gazowych do analizy zawartości związków siarki w gazach ziemnych. ■

**Standardy techniczne można zamawiać, korzystając ze strony internetowej IGG – [www.igg.pl](http://www.igg.pl), zakładka – Ustanowione Standardy Techniczne lub bezpośrednio, wysyłając e-maila pod adresem [office.kst@igg.pl](mailto:office.kst@igg.pl)**

#### Opracowanie

**Anatol Tkacz,**

sekretariat KST IGG,

na podstawie dokumentów przekazywanych do KST IGG przez kierowników zespołów roboczych



## Listy do redakcji

SZ.P. Mieczysław Menżyński,  
Przewodniczący Rady Programowej  
„Przeglądu Gazowniczego”

W związku z dyskusją, jaka została wywołana moim listem pt. „Izolacje – lepiej już było” (zamieszczonym w „Przeglądzie Gazowniczym” nr 2 z czerwca br.), w której Pan Krzysztof Szolkowski zarzucił mi pisanie nieprawdy i wezwał do napisania sprostowania, niniejszym je przedstawiam i proszę o jego opublikowanie.

Cieszę się, że mój list wywołał zainteresowanie czytelników „Przeglądu Gazowniczego” i szeroką dyskusję, której efektem są między innymi stanowiska przedstawione przez przedstawicieli Mazowieckiej i Górnośląskiej Spółki Gazownictwa. Podzielają one moją troskę o stan izolacyjnych zabezpieczeń antykorozyjnych gazociągów w Polsce i są w znacznym stopniu zgodne z тезami i poglądami przedstawionymi w moim liście. W tym miejscu przeproszam Górnośląską Spółkę Gazownictwa, że nie wymieniałem jej wśród przedsiębiorstw, które wprowadziły w kwietniu br. do stosowania standardy techniczne: ST-/IGG-601:2008 i ST-/IGG-602:2009. Fakt ten nie był mi znany, a w tym czasie ww. mój list był już wysłany do „Przeglądu Gazowniczego”.

Zupełnie inny charakter ma wypowiedź Pana Krzysztofa Szolkowskiego, który, działając z pozycji dystrybutora izolacji, przedstawił pogląd zgodny z przysłowiem „uderz w stół, a nożyce się odezwą”, czym w sposób odmienny potwierdził zasadność i tezy mojego listu. Ponieważ Pan Krzysztof Szolkowski wezwał mnie do sprostowania moich „wymaganych zarzutów” – niniejszym to czynię.

Na wstępie pragnę podkreślić, że moje stanowisko, przedstawione w przedmiotowym liście, uważam za obiektywną i rzetelną ocenę stanu istniejącego w zakresie zabezpieczeń biernej ochrony antykorozyjnej w polskim przemyśle gazowniczym. Każdą z moich tez potrafię udowodnić na konkretnych przykładach.

Pan Krzysztof Szolkowski w swoim artykule przeszedł od stwierdzeń ogólnych do „szczegółowej promocji oferowanych przez jego firmę materiałów izolacyjnych”. Materiały wiskoelastyczne, których „nadzwyczajnymi własnościami technicznymi” zachwyca się Pan Krzysztof Szolkowski, nie są nadzwyczajne. Takie cechy posiadają także inne materiały izolacyjne, dostępne od paru lat na polskim rynku, z tą różnicą, że dodatkowo spełniają one klasę C według aktualnie obowiązującej normy PN-EN 12068. Dlatego izolacje wiskoelastyczne, które nie spełniają klasy C, mogą mieć zastosowanie w przemyśle gazowniczym jedynie w specjalnych, nielicznych przypadkach. Fakt, że materiały wiskoelastyczne mają w przyszłości spełniać jakąś nową normę ISO (istniejącą dopiero w projekcie) jest bez znaczenia.

Dруга przywołana w artykule Pana Szolkowskiego izolacja termokurczliwa, trójwarstwowa na podkładzie epoksydowym (według autora odwzorowująca najwierniej izolację fabryczną 3LPE) ma tę wadę, że po jej montażu wykonywanym w warunkach terenowych przez najlepiej przygotowanych zawodowo, doświadczonych monterów – na każdej opasce po pewnym czasie (maksimum kilka dni) wystąpią puste przestrzenie podpowłokowe. Oznacza to, że w tych miejscach taka opaska termokurczliwa również nie spełnia klasy C według aktualnej normy



PN-EN 12068 i nie powinna być stosowana w gazownictwie na połączenia spawane nowo budowanych gazociągów. Z tych względów takie opaski izolacyjne nie są stosowane w takich koncernach gazowniczych, jak np. E-ON, Ruhrgas, VINGAZ, EWE Energie AG itd. Aby się o tym ostatecznie przekonać, wystarczy zrobić na budowie gazociągu, w trzy doby po montażu opaski termokurczliwej, trójwarstwowej na epoksydzie szczegółowe badania wg normy PN-EN 10329 – przyczepności i grubości powłoki izolacyjnej w kilku miejscach na jej obwodzie. Konieczne do tego jest wymagane normą oprzyrządowanie i merytoryczne przygotowanie, tj. wiedza, doświadczenie,

kompetencje – tyle i aż tyle. Niestety, obie ww. izolacje są w Polsce bezkrytycznie stosowane do izolowania połączeń spawanych.

W ten sposób sprostowanie mojego listu w znaczącym stopniu stało się jego uzupełnieniem.

Należałoby jeszcze dodać istotną informację, że izolacje spełniające przywołane wyżej normy i standardy niewiele różnią się cenowo od tych, które norm i standardów nie spełniają. ■

**Andrzej Garyantesiewicz**  
Poznań, 10 grudnia 2011 r.



## Bezpieczeństwo tak samo ważne jak cena

Chciałbym zwrócić uwagę na kwestię bezpieczeństwa związanego z powszechnym stosowaniem w gazownictwie elektronicznych detektorów do wykrywania i pomiaru stężeń metanu, a w pewnych sytuacjach również detektorów węglowodorów cięższych, tlenu oraz gazów toksycznych.

Urządzenia te zawierają sensory gazów – elektroniczne elementy zmieniające swoje parametry pod wpływem gazów. Najczęściej stosowane są sensory katalityczne, elektrochemiczne, półprzewodnikowe i infra-red. Różnią się one budową, zasadą działania i, oczywiście, parametrami metrologicznymi. Mają różne zakresy pomiarowe, większą bądź mniejszą selektywność, różnią się podatnością na zakłócenia i żywotnością. Wszystkie sensory zmieniają parametry w miarę upływu czasu i wymagają okresowych korekt wskazań, czyli kalibracji. Instrukcje obsługi określają zasady stosowania i eksploatacji urządzeń oraz terminy kalibracji. Tylko bezwzględne przestrzeganie instrukcji obsługi gwarantuje prawidłową pracę urządzeń i zapewnia bezpieczeństwo pracownikom i monitorowanym obiektom.

Rozporządzenie ministra spraw wewnętrznych i administracji z 7 czerwca 2010 r. (Dz.U. nr 109 pozycja 719) uznaje stacjonarne systemy gazów wybuchowych za urządzenia przeciwpożarowe. Treść paragrafów 3 i 4 tego rozporządzenia nakazuje użytkownikom stosowanie się do instrukcji producentów i przeprowadzanie kontroli nie rzadziej niż raz w roku oraz określa osoby odpowiedzialne za prawidłową eksploatację urządzeń.

Niestety, doświadczenie pokazuje, że detektory gazów często eksploatowane są nieprawidłowo. Zdarza się, że osoby za to odpowiedzialne nie znają instrukcji ich obsługi albo nawet jej nie mają.

Bardzo istotną czynnością eksploatacyjną jest kalibracja detektorów. Polega ona na poddaniu sensora działaniu mieszaniny określonego gazu z powietrzem. Bardzo istotny jest sposób i precyzja przygotowania takiej mieszaniny oraz sposób jej podania na sensor. Kalibracja powinna być

wykonywana zgodnie z procedurą określoną przez producenta. Tylko producent – znając konstrukcję urządzenia i parametry pracy sensora – może określić warunki kalibracji zapewniające prawidłowe wskazania. Bardzo ważne jest, aby tę tak ważną czynność wykonywały osoby o odpowiedniej wiedzy i doświadczeniu. Nieświadomość faktu, że do prawidłowej kalibracji wymagana jest wiedza, doświadczenie i odpowiedni sprzęt powoduje, że często zlecana jest ona firmom lub osobom zupełnie do tego nieprzygotowanym. Wystarczy, że przy przygotowywaniu mieszaniny kalibracyjnej pominie się parę wodną lub poda ją na sensor z nieodpowiednią prędkością przepływu czy przy nieodpowiedniej temperaturze, a kalibracja będzie błędna. Detektor będzie reagował na gaz nieprawidłowo, co może doprowadzić do wypadku lub powodować fałszywe alarmy.

Często o wyborze zleceniobiorców decyduje cena usługi, a nie ich przygotowanie merytoryczne i techniczne. Wykorzystują to firmy nierzetelne, podejmujące się zleceń ze świadomością, że nie są w stanie ich należyście wykonać. Przekonane jednak, że zlecający nie ma możliwości weryfikacji ich pracy, decydują się na jej przyjęcie. Może tak być nie tylko w przypadku kalibracji detektorów, ale również czynności eksploatacyjnych innych urządzeń. Zlecający powinien zawsze sprawdzać, czy zleceniobiorca ma uprawnienia, wiedzę i możliwości techniczne do przeprowadzenia określonych czynności eksploatacyjnych. Instrukcje obsługi z reguły zawierają informacje pomagające zweryfikować potencjalnych zleceniobiorców. W przypadku wątpliwości bardzo pomocny jest internet. Łatwo można w nim znaleźć producenta lub dystrybutora urządzeń i otrzymać pomoc. Osoby odpowiedzialne za prawidłowy stan infrastruktury technicznej powinny mieć świadomość, że w przypadku awarii, wypadku lub szczegółowej kontroli mogą ponieść konsekwencje prawne i finansowe nieprawidłowej eksploatacji urządzeń.

**Krzysztof Chmielewski**

# 20 lat na polskim rynku gazu ziemnego

Ryszard Węcowski

W 2011 roku spółka G.EN. GAZ ENERGIA S.A. obchodzi jubileusz dwudziestolecia istnienia. Umieszczony w ramce okolicznościowy bilans dotychczasowej działalności dowodzi, iż w minionych dwóch dekadach firma wypracowała sobie silną pozycję na polskim rynku gazu ziemnego.

## Bilans 20-lecia G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

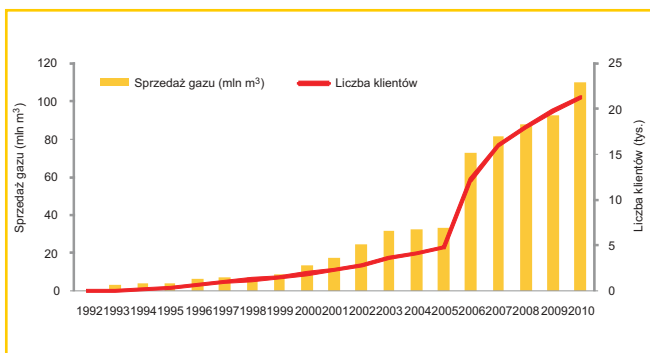
- Lider wśród prywatnych dystrybutorów gazu ziemnego w Polsce
- 20 lat tradycji i doświadczenia na polskim rynku
- Ponad 22 tysiące klientów w 56 polskich gminach
- 2350 km sieci gazowych i 5 stacji regazyfikacji gazu
- 656 mln m<sup>3</sup> gazu sprzedanych do końca 2010 r.
- 120 pracowników w 7 lokalizacjach

Przedstawiony bilans pokazuje, jak długą drogę przeszła spółka od niewielkiej firmy zlokalizowanej w obecnym województwie zachodniopomorskim do przedsiębiorstwa stanowiącego część międzynarodowego koncernu energetycznego oraz lidera wśród prywatnych dystrybutorów gazu ziemnego w Polsce.

Historię firmy można podzielić na dwa etapy. Pierwszy rozpoczął się w lipcu 1991 roku wraz z powstaniem firmy. Były to niecałe 2 lata od początku przemian ustrojowych w naszym kraju, które dały zielone światło do działania setkom tysięcy drobnych i średnich przedsiębiorców. Na owej wzbierającej fali przedsiębiorczości powstało także PETRICO. Zarówno kierownictwo, jak i pracowników firmy, cechowały takie wartości jak entuzjazm, wizjonerstwo i zaangażowanie, typowe dla okresu początku gospodarki wolnorynkowej w Polsce. Cechy te były wówczas niezbędne do prowadzenia działalności w branży gazowniczej, należy bowiem pamiętać, iż regulacje polskiego rynku gazu ziemnego w tym czasie nie odpowiadały szybko zmieniającej się rzeczywistości gospodarczej. Wszak dopiero sześć lat po utworzeniu PETRICO, w kwietniu 1997 roku, opublikowano ustawę „Prawo energetyczne”, zaś osiem miesięcy później powołano do życia Urząd Regulacji Energetyki.

Drugi etap historii firmy zapoczątkowany został w 2001 roku wraz z objęciem przez VNG – Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft 30% akcji spółki i trwa do dzisiaj. Charakteryzu-

Dynamika rozwoju G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



je się bardzo dynamicznym rozwojem wspieranym przez nowego właściciela jego doświadczeniem i zasobami finansowymi. W tym czasie cechy charakterystyczne dla pierwszego okresu działania firmy uzupełniono takimi wartościami jak kompetencja, doświadczenie, profesjonalizm i analityczne myślenie, typowymi dla przedsiębiorczości korporacyjnej. G.EN. GAZ ENERGIA S.A. stała się bowiem częścią międzynarodowego koncernu energetycznego VNG. W rezultacie, dzisiejsza kultura organizacyjna firmy stanowi mieszankę korporacyjnej sumienności oraz umiejętności niestandardowego myślenia i gotowości do podejmowania nieszablonywych decyzji, wywodzących się z pierwszego okresu działalności spółki. Liczne zmiany organizacyjne, które następowały przez dwadzieścia lat istnienia firmy, miały na celu przyspieszenie jej rozwoju.

Zamieszczony wykres pokazuje, iż G.EN. GAZ ENERGIA S.A. co roku bardzo dynamicznie zwiększała zarówno ilość sprzedawanego gazu, jak i liczbę swoich klientów. Sukces G.EN. GAZ ENERGIA S.A. zawdzięcza wielu grupom osób. Najważniejsi są, oczywiście, klienci. Stale rosnąca ich liczba świadczy o wysokim poziomie zaufania do spółki. W minio-



Dr Bernard Rudkowski, prezes G.EN. GAZ ENERGIA S.A., wygłasza okolicznościowe przemówienie na przyjęciu z okazji 20-lecia firmy.

nych dwudziestu latach bardzo ważna była także przychylność samorządów terytorialnych różnych szczebli. Szybkość przeprowadzenia procedur administracyjnych jest bowiem kluczowa dla sprawnego prowadzenia inwestycji gazyfikacyjnych. Nie bez powodu w G.EN. GAZ ENERGIA S.A. proces inwestycyjny rozpoczyna się zawsze od podpisania z władzami gminy porozumienia o współpracy. Warto wspomnieć także szeroki krąg kooperantów i dostawców oraz liczne instytucje otoczenia biznesu, z którymi spółka zawsze starała się utrzymywać dobre stosunki. W sposób najbardziej bezpośredni do rozwoju spółki przyczynili się, oczywiście, pracownicy decydujący w ogromnym stopniu o jakości firmy.

Części z tych osób Zarząd G.EN. GAZ ENERGIA S.A. miał okazję podziękować podczas oficjalnej uroczystości z okazji dwudziestolecia firmy, która odbyła się 20 września 2011 roku w hotelu Mercure w Poznaniu. Na przyjęcie zaproszeni zostali przedstawiciele byłych i obecnych właścicieli oraz organów nadzorczych spółki na czele z Uwe Barthelem, członkiem zarządu VNG – Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft, będącym jednocześnie zastępcą przewodniczącego Rady Nadzorczej G.EN. GAZ ENERGIA S.A. Nie zabrakło także przedstawicieli klientów i samorządów lokalnych, na terenie których spółka prowadzi działalność. Zaproszenie przyjęli także reprezentanci innych firm z branży gazowniczej oraz licznych instytucji otoczenia biznesu, z którymi firma współpracuje. Spotkanie rozpoczęło się okolicznościowym przemówieniem prezesa G.EN. GAZ ENERGIA S.A., dr. Bernarda Rudkowskiego, po którym głos zabrało wielu zaproszonych gości, opowiadając o swoich doświadczeniach związanych ze współpracą ze spółką. Historia minionych dwudziestu lat funkcjonowania firmy była głównym tematem rozmów prowadzonych tego wieczoru. Ustały one jedynie na czas trwania części artystycznej, w której wystąpił Steffen Möller, prezentujący program kabaretowy poświęcony różnicom kulturowym między Polakami i Niemcami. Dla gości z Niemiec miał on dodatkową niespodziankę – przyspieszony kurs języka polskiego, utrzymywany w kabaretowym tonie.

Głównym życzeniem składanym spółce przez uczestników przyjęcia jubileuszowego była kontynuacja dotychczasowych sukcesów przez kolejne dwadzieścia lat.

G.EN. GAZ ENERGIA S.A. ma nadzieję, iż życzenia te spełnią się w 100%. Perspektywy dla rozwoju branży gazowniczej są bowiem bardzo dobre. Polskie społeczeństwo, które staje się coraz zamożniejsze, coraz bardziej ceni sobie komfort użytkowania systemów ogrzewania opartych na gazie ziemnym. Coraz ważniejszym atutem błękitnego paliwa staje się także fakt, że jest ono przyjazne dla środowiska. Cechę tę doceniają zarówno urzędnicy w Brukseli, jak i zwykli Polacy, pragnący żyć w zgodzie z naturą. Do promowania gazu ziemnego z pewnością przyczynią się także zbliżająca się liberalizacja rynku oraz perspektywa wydobywania gazu łupkowego. Tak korzystne uwarunkowania społeczno-gospodarcze z pewnością ułatwią spółce w nadchodzących latach realizowanie celu, którym jest zwiększanie udziału w polskim rynku gazu ziemnego oraz dalsze rozbudowywanie własnej sieci gazociągów. ■

## Najważniejsze wydarzenia z historii

### G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

Spółka została utworzona w 1991 roku przez 6 osób prywatnych. Pierwotnie nosiła nazwę PETRICO Sp. z o.o. Pierwszą siedzibą firmy był Koszalin, jednak w 1995 roku została ona przeniesiona do Karlina. Firma początkowo sprzedawała i dystrybuowała gaz ziemny na obszarze województwa zachodniopomorskiego. W kolejnych latach, dzięki ścisłej współpracy z samorządami terytorialnymi, spółka PETRICO realizowała nowe projekty gazyfikacyjne w województwie pomorskim. W 1999 roku firma przekształciła się w spółkę akcyjną.

Dwa lata później spółka VNG-Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft z Lipska została udziałowcem PETRICO. W ten sposób spółka stała się częścią Grupy VNG – międzynarodowego koncernu energetycznego. Od 2002 roku, w wyniku dalszej ekspansji rynkowej, firma działa również na terenie województwa dolnośląskiego i wielkopolskiego. Rok 2005 przyniósł przedsiębiorstwu kolejne zmiany. PETRICO przeniosła swoją siedzibę do Poznania, który znajduje się w centralnej części obszaru działania firmy. Zmieniona została także nazwa spółki na G.EN. GAZ ENERGIA S.A., która jest identyfikowana z przedmiotem działalności i rozumiana międzynarodowo. W połowie 2005 roku spółka VNG objęła 100% udziałów w G.EN. GAZ ENERGIA S.A. Kolejne lata to okres dynamicznego rozwoju spółki. W celu zwiększenia udziału w polskim rynku gazu ziemnego G.EN. GAZ ENERGIA S.A. systematycznie prowadziła inwestycje infrastrukturalne i łączyła się z podmiotami o analogicznym profilu działalności. W 2006 roku nastąpiła fuzja z Zakładem Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o., a rok później G.EN. GAZ ENERGIA S.A. objęła 100% udziałów w Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. Pod koniec 2009 roku spółka przeniosła siedzibę zarządu do nowego biurowca w Tarnowie Podgórnym. W tym samym roku, w wyniku przekształceń organizacyjnych w Grupie VNG, właścicielem G.EN. GAZ ENERGIA S.A. stała się VNG Polska Sp. z o.o., zarządzająca polskimi aktywami grupy VNG.



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



Działamy kompleksowo jako Generalny Realizator Inwestycji w branży naftowo-gazowniczej, dostarczając inwestorom gotowe rozwiązania. Wszelkie prace prowadzone są pod kierunkiem specjalistów posiadających doskonałe kwalifikacje i doświadczenie. Korzystamy z nowoczesnego sprzętu, gwarantującego wysoką jakość robót budowlano-montażowych i bezpieczeństwo na terenie prowadzonych prac.

#### **KOMPLEKSOWA REALIZACJA INWESTYCJI:**

- budowa gazociągów we wszystkich zakresach ciśnień (przesył, dystrybucja etc.);
- budowa (infrastruktury) podziemnych magazynów gazu;
- wykonawstwo systemowych obiektów przesyłu gazu, w tym:
  - stacje redukcyjno-pomiarowe;
  - tłocznie gazu;
  - węzły rozdzielcze;
- budowa i modernizacja sieci gazowych, wodociągowych, kanalizacyjnych i ciepłociągów w pełnym zakresie ciśnień eksploatacyjnych i średnic;
- budowa kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego;
- instalacje osuszania gazu;
- budowa stacji CNG.

#### **PRODUKCJA:**

- sprzęt do powierzchniowego wyposażenia odwiertów (licencja API Spec. 6A);
- aparaty wyposażenia kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego;
- zbiorniki ciśnieniowe i magazynowe;
- elementy wyposażenia platform wiertniczych, konstrukcje stalowe.

#### **USŁUGI SERWISOWE:**

- prace hermetyczne metodą TD Williamson (na czynnych gazociągach);
- ochrona katodowa gazociągów;
- renowacja rurociągów w warunkach gęstej zabudowy miejskiej;
- przekroczenia przeszkód terenowych metodą przewiertów poziomych i horyzontalnych przewiertów sterowanych;
- pomiary intensywne oraz kontrolne na gazociągach stalowych objętych ochroną katodową.

[www.technologie.pgnig.pl](http://www.technologie.pgnig.pl)