

marzec 2010

# Przegląd Gazowniczy

nr 1 (25)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**„Gaz ziemny paliwem XXI wieku”  
to hasło II Kongresu  
Polskiego Przemysłu Gazowniczego**

Temat wydania:

**DYLEMATY WSPÓLNEJ  
POLITYKI ENERGETYCZNEJ  
UNII EUROPEJSKIEJ**





## Program II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Gaz ziemny paliwem XXI wieku, 14-16 kwietnia 2010, Hotel Gołębiowski, Wisła

### ŚRODA, 14 KWIETNIA 2010 r.

**Osoba prowadząca:** Bożena Malaga-Wrona (Rada Programowa „Przeglądu Gazowniczego”)

**18.00-19.15 Otwarcie Kongresu (Miroslaw Dobrut – Prezes IGG)**

**Wystąpienie przewodnie Ministra Gospodarki pt. Polityka Rządu w zakresie zaopatrzenia Polski w gaz ziemny**

### CZWARTEK, 15 KWIETNIA 2010 r.

**09.00-12.30 I SESJA: GAZ W POLITYCE ENERGETYCZNEJ**

**Moderator:** Andrzej Sikora (Instytut Studiów Energetycznych)

- Gaz w Polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski 2030** – prof. Stanisław Rychlicki (AGH), prof. Jakub Siemek (AGH)
- Nowoczesne technologie w inżynierii gazowniczej** – prof. Stanisław Nagy (AGH), dr Maciej Witek (Politechnika Warszawska)
- Rozwój infrastruktury gazowniczej gwarancją wzrostu bezpieczeństwa energetycznego**  
– Rafał Wittmann (OGP GAZ-SYSTEM SA), Adam Matkowski (GAZOPROJEKT S.A.)
- Relacje gazowe Rosji z Unią Europejską** – Marcelina Gołębiowska (PGNiG S.A.)
- Panel dyskusyjny**

**15.00-18.00 II SESJA: ZNACZENIE PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO DLA POLSKIEJ GOSPODARKI**

**Moderator:** prof. Jakub Siemek (Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie)

- Stan prawny a rozwój przemysłu gazowniczego** – Adam Wawrzynowicz (Kancelaria Prawna BWWS), Andrzej Schoeneich (IGG)
- Znaczenie standardów technicznych i inteligentnego opomiarowania w gazownictwie** – dr Dariusz Dzirba (PGNiG S.A.), Anatol Tkacz (KST przy IGG)
- Niekonwencjonalne złoża gazu w tym shale gas – czy zmienią bilans energetyczny Polski?**  
– dr Henryk Jacek Jezierski (Ministerstwo Środowiska)
- Gaz ziemny a wyzwania, jakie stoją przed polską energetyką**  
– prof. Janusz Skorek (Politechnika Gliwicka), Bogdan Piłch (GDF SUEZ Energia Polska S.A.)
- Panel dyskusyjny**

### PIĄTEK, 16 KWIETNIA 2010 r.

**09.00-12.00 III SESJA: PODSUMOWANIE KONGRESU POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO**

**Moderatorzy:** prof. Jakub Siemek (AGH), Andrzej Sikora (ISE)

**09.00-10.15 Dyskusja nad sprawozdaniem z I Kongresu PPG w 2008 r. oraz wynikami paneli dyskusyjnych**

**10.45- 12.00 Sesja podsumowująca i przyjmująca Uchwałę II Kongresu PPG**

Sponsorzy:



Partnerzy:



Patroni Honorowi:

Minister Gospodarki RP

Minister Skarbu Państwa RP

Główny Geolog Kraju

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Rektor AGH

Prezes PGNiG S.A.

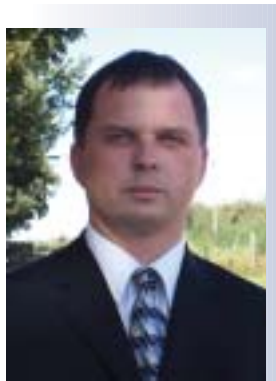
Prezes GAZ-SYSTEM S.A.

Więcej na stronie: [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

Organizator:







*„Idealnym scenariuszem dla Rosji i UE jest oddzielenie problemów gazu ziemnego od polityki” – to zdanie wypowiedziane przez dr Marię Bielową, wicedyrektor Departamentu Energetyki w moskiewskim Instytucie Energetyki i Finansów, jest dla mnie jednym z najważniejszych, jakie do tej pory znalazły się na łamach „Przeglądu Gazowniczego” w jego całej, ponad 5-letniej historii. Mało kto jest jednak w stanie uwierzyć we wprowadzenie w życie takiego scenariusza. Gaz stał się elementem, a niekiedy nawet narzędziem politycznych nacisków lub wręcz walki. Dotyczy to zarówno stosunków międzynarodowych, jak i politycznej rywalizacji na naszym lokalnym podwórku. Przedwyborcza gra na gazowych emocjach stała się w pierwszych tygodniach tego roku istotnym elementem politycznego krajobrazu. Gaz stał się popularnym tematem, choć polska polityka energetyczna na najbliższe 20 lat nie uwypukla jego znaczenia, wskazując, że węgiel jest i będzie podstawowym surowcem energetycznym dla naszego kraju, a gaz nadal będzie oscylował w granicach 12–14% w bilansie paliw pierwotnych. Jednak „negocjacje gazowe”, „Nord Stream”, „złoża gazu łupkowego” stały się tematami medialnymi, niestety, często wykorzystywanymi jako argumenty w politycznych sporach. Rozmowy o polityce gazowej są niezbędne, najlepiej jest jednak, gdy toczą się na jak najmniej upolitycznionej, a najbardziej merytorycznej płaszczyźnie. Jako IGG nie możemy nie poruszać tych tematów. Dlatego istotną część tego „Przeglądu Gazowniczego” poświęcamy gazowi przez duże „G”. Określenie roli i miejsca gazu jako paliwa XXI wieku w polityce energetycznej to temat dominujący II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Wiśle. Gaz w polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski, relacje gazowe Rosji z Unią Europejską, stan prawny, a rozwój przemysłu gazowniczego to tematy, w których środowisko gazownicze powinno wypracować jednolite i przejrzyste stanowisko, by głosić je na tyle donośnie, aby stało się słyszalne dla decydentów.*

Cezary Mróz,  
członek Zarządu IGG

#### **Rada Programowa**

przewodniczący  
**Mieczysław Menżyński**,  
– wiceprezes PZITS

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

członkowie:

**Maja Girycka**  
– Gómośląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. w Zabrze

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

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

**Marzena Majdzik**  
– Dolnośląska Spółka Gazownictwa  
Sp. z o.o. we Wrocławiu

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

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

**Andrzej Schoeneich**  
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

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

**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa  
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25  
tel. (+48) 22 691 87 80  
tel./faks (+48) 22 691 87 81  
e-mail: office@igg.pl  
www.igg.pl

**Redaktor naczelny:** Adam Cymer  
tel. kom. 0 602 625 474  
e-mail: cymer@nzg.pl

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

**Projekt graficzny:**  
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

# S p i s t r e ś c i

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Priorytety wspólnej polityki energetycznej UE.** Artur Lorkowski przedstawia założenia polskiego stanowiska w dyskusji o wspólnej polityce energetycznej UE
- 10 **Górują egoizmy narodowe** – twierdzi mec. Tomasz Chmał, ekspert Instytutu Sobieskiego
- 11 **Unijna solidarność.** Bolesław Rey, w korespondencji z Brukseli, omawia debatę na temat projektu rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu
- 12 **Dylematy polityki energetycznej w skali globalnej** analizuje prof. Andrzej Szablewski z INE PAN
- 14 **Rynek gazu ziemnego w UE: stabilnie i bez polityki** – taką opinię wyraża Maria Bielewa z moskiewskiego Instytutu Energetyki i Finansów

## NASZ WYWIAD

- 16 **Energetyka jednym z celów polskiej prezydencji** – zapewnia Waldemar Pawlak, wicepremier i minister gospodarki

## PUBLICYSTYKA

- 15 **Rośnie udział CNG w transporcie** – wynika z korespondencji Jana Sasa z konferencji w Pradze
- 18 **Nowe rozporządzenie systemowe** omawiają Kamil Iwicki i Sławomir Lizak z Ministerstwa Gospodarki
- 20 **Kontrakt pod presją na własne życzenie** – Andrzej Sikora z Instytutu Studiów Energetycznych komentuje nową umowę pomiędzy PGNiG SA a Gazpromem
- 22 **Niekończący się tor przeszkód.** Adam Cymer analizuje najnowszy raport w sprawie barier prawnych w inwestycjach liniowych
- 29 **Gaz i wielka chemia.** O dialogu gazownictwa i przemysłu chemicznego piszą Jerzy Majchrzak, dyrektor PIPC, oraz Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG
- 54 **Biogaz – nowy rodzaj paliwa gazowego** – artykuł G.EN GAZ ENERGIA S.A.
- 56 **Przesłano 250 mld m<sup>3</sup> za pośrednictwem gazociągu Jamał**



16

## TECHNOLOGIA

- 24 **Standard Techniczny ST-IGG-0501** omawia dr Maciej Witek z KST IGG
- 25 **Inteligentne opomiarowania – stan aktualny** prezentuje Dariusz Dzirba z Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania IGG

## Raport zimowy

- 30 **Na taką zimę gazownictwo czekało latami...**

## PGNiG SA

- 32 **PGNiG SA jako koncern multimedialny**

## GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **Zarządzanie procesowe w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa** omawia Adam Węgrzyn
- 36 **Eksploatacja instalacji klimatyzacji opartej na gazowych pompach ciepła.** Adam Kotowicz omawia doświadczenia DSG w tym zakresie
- 38 **Nowy węzeł Lubienia.** Rafał Fijołek prezentuje efekty modernizacji instalacji
- 40 **SAP do obsługi kadrowo-płacowej w MSG** charakteryzuje Zofia Bujnowska
- 42 **Centrum dowodzenia.** Tadeusz Kuśmierk omawia systemy zarządzania siecią w PSG
- 44 **Światowa Konferencja HiTACG 2010 po raz pierwszy w Polsce** – pisze Andrzej Barczyński z WSG

## GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Unia Europejska wspiera projekty inwestycyjne GAZ-SYSTEM S.A.**

## OSOBOWOŚĆ

- 50 **Długodystansowiec.** Sylwetkę Janusza Tadeusiaka kreśli Adam Cymer

## HISTORIA

- 52 **Krakowski Szlak Techniki** prezentuje Grzegorz Mleczeko

## SPORT

- 58 **O krok od medalu.** O sukcesie polskich piłkarzy ręcznych pisze Michał Gąsiorowski



52

Zdjęcie na okładce – Tłocznia gazu w Hołowczycach fot. GAZ-SYSTEM S.A. Autor – Ryszard Nater

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2010 r. Rozpoczęliśmy go od organizacji wspólnie z Kancelarią Wierciński, Kwieciński, Baehr konferencji pt. „Sektorowe zamówienia publiczne po nowelizacjach”. W trzech blokach tematycznych omówiono następujące zagadnienia: 1) zamówienia publiczne w dobie kryzysu gospodarczego – rozwiązania wprowadzone tzw. małą nowelizacją, 2) rewolucja w systemie środków ochrony prawnej w świetle tzw. dużej nowelizacji, 3) pozostałe zmiany PZP oraz przepisy przejściowe.

Wzorem lat ubiegłych, pod koniec stycznia odbyło się kolejne międzynarodowe seminarium w Zakopanem. Hasłem przewodnim spotkania uczyniliśmy: „Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego”. W trakcie seminarium dyskutowano m.in. o bezpieczeństwie dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej w perspektywie 2030 r., imporcie gazu przez terminale LNG oraz roli skroplonego gazu ziemnego w poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu w Europie. Gość seminarium, Bernhard Seiberl, dyrektor Central European Gas Hub AG, omówił kwestie związane z rolą huba gazowego na rynku gazu spotowego oraz w czasie ostatniego kryzysu gazowego, natomiast Piotr Bujalski, dyrektor OGP GAZ-SYSTEM S.A., zaprezentował uczestnikom seminarium projekty rozbudowy polskiej infrastruktury przesyłowej w kontekście nowych projektów gazociągów w Europie. Tematy poruszone podczas seminarium wzbudziły duże zainteresowanie, stwarzając pole do dyskusji i wymiany doświadczeń. Do tematyki obrad – szczególnie roli hubów na rynku gazowym – wrócimy w najbliższym numerze naszego kwartalnika.

9 marca 2010 r. w Muzeum Gazownictwa w Warszawie odbyło się uroczyste powołanie dwudziestu sześcioro arbitrow Sądowi Arbitrażowemu Izby Gospodarczej Gazownictwa. W spotkaniu udział wzięli członkowie zarządu IGG.

23–24 marca 2010 r. odbyła się w Warszawie – zorganizowana przez PTPiREE i wspierana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa – konferencja pt. „Zaawansowane systemy pomiarowe – smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie”. W trakcie konferencji omówiono m.in. uwarunkowania prawne i techniczne wdrożenia smart meteringu w elektroenergetyce oraz wymagania stawiane przez współczesnych konsumentów energii elektrycznej i gazu. Firmy oferujące urządzenia i systemy do smart meteringu przedstawiły swoje doświadczenia z wdrożeń w kraju i za granicą. Konferencja, w której aktywny udział wzięli przedstawiciele URE, z prezesem

M. Sworą na czele, zgromadziła prawie 200 uczestników, w tym 40 osób z branży gazowniczej. Przedstawiciele Zespołu ds. Inteligentnego opomiarowania w gazownictwie: Dariusz Dzirba, Adam Jarek i Paweł Słomiński, wygłosili referaty, które są dostępne na stronach internetowych PTPiREE.

30 marca 2010 r. odbyło się w Warszawie siódme **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG**. WZC IGG tradycyjnie dokonało oceny działalności statutowej i finansowej Izby Gospodarczej Gazownictwa za rok 2009 i w głosowaniu tajnym udzieliło absolutorium członkom Zarządu i Komisji Rewizyjnej. WZC IGG podjęło również decyzję o przyznaniu odznaczeń honorowych IGG dla osób szczególnie zasłużonych dla branży gazowniczej i IGG. Odznakę brązową otrzymali: Marek Dębski, Krzysztof Grzegółka, Andrzej Kopczyński, Romuald Mikołajczak, Cezary Mróz, Krzysztof Polubiec. Srebrnym odznaczeniem zostali uhonorowani: Andrzej Barczyński, Aleksander Siepnewski i Janusz Tadeusiak. Mając na uwadze szczególne zasługi dla rozwoju i funkcjonowania polskiej branży gazowniczej złote odznaczenia otrzymali: prof. Jakub Siemek i Michał Szubski. Odznaczenia honorowe zostaną wręczone podczas uroczystości otwarcia II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Wiśle.

ZWC IGG na wniosek Komisji Uchwał i Wniosków podjęło uchwałę zalecającą Zarządowi IGG **w zakresie niezrealizowanych postulatów przyjętych przez ZWC IGG 7 kwietnia 2009 r.**: 1) prowadzić działania na rzecz przejęcia praw do marki produktowej GAZ ZIEMNY jako marki całej branży, którą mogliby posługiwać się zarówno poszczególni członkowie, jak i sama IGG; 2) uzyskać od wszystkich firm członkowskich IGG (szczególnie nowych) opinie do przygotowanego przez Zespół Statutowy projektu zmian w Statucie IGG i na podstawie nadesłanych propozycji przygotować jednolity tekst propozycji zmian na kolejne ZWC IGG. **W zakresie standaryzacji uchwała zaleca:** 3) rozszerzyć tematykę prac prowadzonych w ramach KST, powołując kolejne sześć zespołów roboczych (od nr. 16 do 21), w tym ds. CNG, stanu technicznego gazociągów, budowy i użytkowania gazociągów powyżej 10 MPa, kontroli połączeń zgrzewanych gazociągów z polietylenu, prób ciśnieniowych. Szczegółowy zakres prac zespołów określi KST, 4) znowelizować „Wytyczne IGG” (uchwała nr 10/2006 Zarządu IGG z 19 grudnia 2006 r.) m.in. w celu przyjęcia nowej formuły w zakresie opi-



Agnieszka Rudzka

niowania i wprowadzenia konferencji uzgadniających, a także sprecyzowania kompetencji samego Komitetu Standardu Technicznego, 5) rozbudować na stronie internetowej IGG informacje o składach imiennych zespołów roboczych, harmonogramach prac, projektach opracowywanych standardów. **W zakresie innych problemów uchwała zaleca:** 6) propagować wśród firm członkowskich, aby przy zawieraniu umów gospodarczych wprowadzać klauzulę o poddawaniu ewentualnych sporów Sądowi Arbitrażowemu powołanemu przez IGG, 7) zaktualizować „Regulamin nadawania odznaczeń honorowych IGG” i przedłożyć na ZWC IGG.

W ramach Izby Gospodarczej Gazownictwa i Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego, przy aktywnym poparciu Adama Leszkiewicza, wiceministra skarbu państwa, działa Zespół Ekspertów, który w I kwartale 2010 roku poddał wnikliwej analizie współpracę i funkcjonowanie obu sektorów. Głównymi tematami prac obu izb stały się rozwiązania systemowe, które zapewnią gazownictwu i zakładom chemicznym funkcjonowanie na warunkach podobnych do tych, jakie mają konkurenci europejscy. Obie izby wystąpiły z propozycjami rozwiązań prawno-systemowych do właściwych organów rządowych. 8 marca 2010 r. w Urzędzie Regulacji Energetyki odbyło się robocze spotkanie (z udziałem przedstawicieli Ministerstwa Skarbu Państwa i Ministerstwa Gospodarki), podczas którego omówiono zasadność głębszej nowelizacji, tzw. rozporządzenia taryfowego, m.in. w kierunku całkowitego odejścia (tak jak w całej Europie) od regulowania obrotu, a w I etapie zaprzestania zatwierdzania cen gazu dla wielkich odbiorców.

Przed nami nowy kwartał i kolejne wyzwania. Rozpoczynamy go organizacją II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Wiśle. Druga edycja kongresu odbędzie się pod hasłem „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”.



● **26 marca.** Zarząd PGNiG SA wyraził zaskoczenie formułą seminarium pt. „Polsko-rosyjska umowa na dostawy gazu ziemnego – nowe warunki i ich konsekwencje”, zorganizowanego 26 marca 2010 roku przez Szefa Kancelarii Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej. Zdaniem Zarządu PGNiG SA, w trakcie seminarium nie przedstawiono żadnych kwestii, do których wcześniej PGNiG SA nie odnosiłoby się w swoich wystąpieniach, w tym w trakcie posiedzeń sejmowych komisji: Gospodarki i Skarbu Państwa, podczas których temat ten był bardzo dokładnie omawiany i nie budził wątpliwości ze strony posłów. Uczestnicząc w posiedzeniach sejmowych komisji również organizatorzy seminarium mieli możliwość przedstawienia swoich wątpliwości i otrzymali wyczerpujące wyjaśnienia na temat przebiegu i rezultatów polsko-rosyjskich negocjacji dotyczących dostaw gazu ziemnego.

● **22 marca.** W IV kwartale 2009 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła zysk netto wynoszący 1289 mln PLN w porównaniu z 374 mln PLN straty w IV kwartale 2008 roku. Wyniki te potwierdzają wcześniejsze zapowiedzi dotyczące konsekwentnej poprawy sytuacji finansowej GK PGNiG i są wyższe od oczekiwań rynku. Przychody ze sprzedaży są zgodne z ocze-



Wiceprezes ZG FSNT-NOT, prof. Józef Suchy wraz z redaktorem Henrykiem Piekutem wręczyli **Mieczysławowi Menżyńskiemu**, przewodniczącemu Rady Programowej naszego kwartalnika, statuetkę Złoty Honorowy Inżynier „Przeglądu Technicznego”, przyznaną przez czytelników i redakcję za całokształt działalności menedżerskiej i stowarzyszeniowej, w 16. plebiscycie tego czasopisma.

kiwaniami, zaś zysk netto jest wyższy o prawie 43% od konsensusu rynkowego.

Dobre wyniki finansowe GK PGNiG w IV kwartale 2009 r. to przede wszystkim efekt poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego w II połowie roku. W 2009 roku GK PGNiG osiągnęła lepszy wynik na sprzedaży gazu wysokometanowego niż rok wcześniej, nadal jednak w skali roku nie uzyskano dodatniej marży na tej działalności. Na wynikach GK PGNiG zarówno w IV kwartale, jak i w całym 2009 roku zaważyły również trzy odpisy, tj. na należności z tytułu dostaw gazu do Zakładów Chemicznych Police, aktualizację majątku kopalnianego, a także rozwiązanie części odpisu związanego z utratą wartości środków trwałych w trzech spółkach gazownictwa.

● **17 marca.** PGNiG SA oraz Petrolinvest S.A. podjęły decyzję o skoncentrowaniu współpracy strategicznej na koncesji EmbaYugNefit oraz na realizacji przyszłych projektów poszukiwawczo-wydobywczych w Kazachstanie.

● **9 marca.** W Muzeum Gazownictwa w Warszawie odbyło się uroczyste spotkanie Zarządu IGG, podczas którego wręczono akty powołania 26 arbitrom Sądu Arbitrażowego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie.

Równocześnie informujemy wszystkich zainteresowanych rozstrzygnięciem sporów przed Sądem Arbitrażowym przy IGG o konieczności zamieszczenia w umowach handlowych klauzuli umożliwiającej rozstrzygnięcie ewentualnych sporów przed sądem polubownym.

Informacje dotyczące powołanych arbitrów znajdują się na stronach internetowych Izby Gospodarczej Gazownictwa.

**Marzec.** GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje nową tłocznnię gazu w województwie podkarpackim. Zdolność przesyłowa nowej Tłoczni Gazu Jarosław II wyniesie 300.000 m<sup>3</sup>/h, a jej modernizacja zostanie ukończona w maksymalnie 18 miesięcy. Budowa Tłoczni Gazu Jarosław II jest jednym z elementów długofalowego planu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A., który ma na celu wzmocnienie

### JT Zakład Budowy Gazociągów

**Sp. z o. o.** jest firmą budowlaną opartą na kapitale polskim, realizującą inwestycje inżynierskie i infrastrukturalne. Spółka świadczy usługi od 1975 roku, początkowo jako prywatne przedsiębiorstwo założone przez Janusza Tadeusiaka, przekształcone w 2007 roku w spółkę prawa handlowego. Oferta firmy obejmuje projektowanie oraz wykonawstwo gazociągów przesyłowych, sieci rozdzielczych, rurociągów przemysłowych, w tym paliwowych, magistrali i sieci wodno-kanalizacyjnych, stacji redukcyjno-pomiarowych I i II stopnia wraz z telemetrią i AKP, specjalistycznych technologii bezwykopowych (w tym przewiertów sterowanych HDD), usług serwisowych, remontowych i awaryjnych.



W bieżącym roku JT Zakład Budowy Gazociągów Sp. z o.o. obchodzi 35-lecie działalności na zmiennym i konkurencyjnym rynku. Od momentu powstania firma koncentruje się na stałym udoskonalaniu swoich usług oraz wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań tak, aby szybko i profesjonalnie realizować zamówienia swoich klientów.

### JT – Zakład Budowy Gazociągów Sp. z o.o.

ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa,  
tel. 22 632 56 05, fax: 22 631 16 73  
www.gaznet.pl

krajowego systemu przesyłowego i poprawę bezpieczeństwa przesyłu gazu na terenie Polski.

- **24 lutego.** Z inicjatywy Grupy Wyszehradzkiej odbył się szczyt ds. bezpieczeństwa energetycznego, w którym udział wzięli przedstawiciele państw Europy Centralnej, Wschodniej i Południowo-Wschodniej. Uczestnicy szczytu przyjęli wspólną deklarację, wyrażającą poparcie dla wzmocnienia współpracy w dalszym integrowaniu swoich sieci gazowych oraz dywersyfikowania szlaków i źródeł dostaw gazu.

- **10 lutego.** Zarząd, a następnie Rada Nadzorcza PGNiG SA zaakceptowały pakiet uzgodnień zawartych w trójstronnym porozumieniu pomiędzy PGNiG SA, OAO Gazprom Export oraz EuRoPol GAZ.

- **4 lutego.** Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii przyznało PGNiG Norway AS status operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Decyzja norweskiego ministerstwa umożliwi PGNiG Norway przyjęcie wiodącej roli w projektach związanych z poszukiwaniem oraz zagospodarowaniem podmorskich złóż ropy i gazu.

- **28 stycznia.** Spółka Polskie LNG S.A. otrzymała certyfikat jakości ISO, który jest potwierdzeniem, że firma stosuje profesjonalny system zarządzania w obszarze „organizacji i nadzoru nad prowadzeniem inwestycji budowlanych w zakresie terminali gazowych”. Certyfikacja została przeprowadzona i jest systematycznie nadzorowana zgodnie z procedurą TIC (*TÜV International Certification*).

- **27 stycznia.** W Moskwie w centrali spółki OAO Gazprom odbyły się negocjacje między OAO Gazprom OOO Gazprom Export, a PGNiG SA i spółką EuRoPol GAZ S.A. W wyniku negocjacji podpisano porozumienie trójstronne gwarantujące długoterminową, korzystną dla wszystkich stron współpracę w sferze gazu. Porozumienie podpisali: zastępca prezesa Zarządu OAO Gazprom, dyrektor generalny OOO Gazprom Export Alexander Medvedev, prezes Zarządu PGNiG SA Michał Szubski, wiceprezes Zarządu PGNiG SA Radosław Dudziński i członkowie Zarządu EuRoPol GAZ s.a., reprezentujący stronę polską i rosyjską.

- **21 stycznia.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wraz z Politechniką Warszawską, Politechniką Wrocławską, a także Instytutem Fizyki Molekularnej PAN planują utworzyć Międzynarodowe Centrum Kriogeniki Helowej w Oddziale PGNiG SA w Odolanowie. Wspólny projekt będzie miał charakter zarówno naukowo-badawczy, jak i biznesowy, i jest przykładem współpracy prowadzonej przez sferę przemysłu i nauki. Do podstawowych zadań centrum należeć będzie prowadzenie badań, prac rozwojowych oraz wykonywanie usług w zakresie urządzeń i materiałów kriogenicznych.

Oddział PGNiG w Odolanowie jest praktycznie jedynym znaczącym europejskim producentem helu oraz dysponuje jedyną w Europie przemysłową instalacją do odzysku helu z gazu ziemnego.

- **20 stycznia.** Należąca do PGNiG SA spółka PGNiG Norway A/S obejmie 15 proc. udziałów w licencji poszukiwawczo-wydoby-

#### Do Izby Gospodarczej Gazownictwa przystąpiły:

1. **BLUMONTE Sp. z o.o.** z siedzibą w Zabrzu przy ul. Magazynowej 2. Firma zajmuje się dystrybucją produktów i urządzeń dla gazownictwa, projektowaniem i produkcją urządzeń ciśnieniowych, opracowywaniem technologii wytwarzania produktów do zastosowań podziemnych, wykonywaniem ekspertyz i doradztwem technicznym w zakresie doboru technologicznego zwiększającego bezpieczeństwo i żywotność rurociągów.
2. **Bireta Professional Translations Kempieńska & Woźniakowska s.c.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Augustówka 36. Firma zatrudnia 4 osoby i prowadzi tłumaczenia techniczne (pisemne, ustne) m.in. z branży gazowniczej ([www.bireta.pl](http://www.bireta.pl))
3. **Instalatorstwo Sanitarne C.O. i Gazowe – Mirosław Wójcicki** z siedzibą w Jeziorach 1, 21–400 Łuków. Firma zatrudnia 18 osób. Firma zajmuje się projektowaniem i kompleksową budową sieci gazowych, przyłączy gazu oraz instalacji gazowych.
4. **„Sienkiewicz – Bonkowski POLTEX Spółka Jawna”** z siedzibą w Olsztynie przy ul. Lipowej 15A. Firma zatrudnia 5 osób i zajmuje się produkcją tabliczek orientacyjnych do oznaczania tras gazociągów i wodociągów.
5. **ZRUG Zabrze Spółka** z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Zabrzu przy ul. Pyskowskiej 23. Firma zatrudnia ponad 120 osób i zajmuje się budową, modernizacją i remontami gazociągów, ropociągów i sieci redukcyjno-pomiarowych. Prowadzi również roboty wodociągowe i kanalizacyjne w sektorze gazowniczym i wodno-kanalizacyjnym. ([www.zrugzabrze.com.pl](http://www.zrugzabrze.com.pl))
6. **POWIŚLE PARK Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kruczej 16/22. Firma zatrudnia 5 osób i realizuje projekty budowlane związane ze wznoszeniem budynków i wykonywaniem instalacji.
7. **NYSAGAZ Spółka z o.o.** z siedzibą we Wrocławiu przy pl. Solidarności 1/3/5. Firma zatrudnia 2 osoby. Przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie, przesyłanie i handel energią elektryczną.

wczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Bezpośrednim operatorem na tej licencji jest E.ON Ruhrgas Norge A/S (30% udziałów). Pozostałymi partnerami są natomiast Nexen Exploration Norge A/S (15% udziałów), Det norske oljeselskap A/S (20% udziałów) oraz Petoro A/S (20% udziałów).

- **18 stycznia.** PGNiG SA rozpoczął współpracę ze Związkiem Piłki Ręcznej w Polsce. PGNiG uzyskuje tytuł Sponsora Strategicznego Reprezentacji Polski Kobiet, Reprezentacji Polski Mężczyzn, reprezentacji młodzieżowych oraz sponsora tytularnego ekstraklasy kobiet i mężczyzn. PGNiG SA jako oficjalny sponsor Związku Piłki Ręcznej przekaże w ciągu trzech lat środki finansowe na wspieranie organizacji przygotowań, wyposażenia sportowego, rekreacyjnego i oficjalnego, spotkań i turniejów, a także opieki lekarskiej i odnowy biologicznej zawodników. Sponsorowanie reprezentacji Polski w piłce ręcznej jest kolejnym, obok współpracy z Polskim Związkiem Towarzystw Wioślarskich, elementem sponsorowania polskiego sportu, progra-

dokończenie na str. 57

# Priorytety wspólnej polityki energetycznej UE

**Artur Lorkowski**

**T**raktat lizboński daje podstawy prawne do rozwoju wspólnotowej polityki energetycznej, ale czy tak będzie, zależy od woli politycznej państw członkowskich. Polityka energetyczna UE będzie polityką mieszaną, w której część kompetencji nadal będzie w gestii państw członkowskich, część będzie przesuwana na poziom Unii Europejskiej i poszukiwanie granicy pomiędzy kompetencjami krajowymi i unijnymi będzie istotą przyszłej dyskusji.

Należy również pamiętać, że nie traktatowe regulacje otwierają możliwość kreowania wspólnotowej polityki energetycznej, bo wiele jej elementów *de facto* już wprowadzono na podstawie przepisów dotyczących rynku wewnętrznego. Tak była tworzona legislacja dotycząca rynku gazu oraz energii elektrycznej. Tak więc, traktat lizboński jest ważny, ale nie jest wystarczający. Potrzebna jest wola państw członkowskich oraz Parlamentu Europejskiego, aby zoperacjonalizować traktatowe cele polityki energetycznej UE.

Debata o polityce energetycznej UE ma również szerszy kontekst. Dzisiaj prowadzimy dyskusję na temat strategii gospodarczej UE do roku 2020. Nie da się rozmawiać w tej sprawie w oderwaniu od polityki energetycznej. Nośniki energii, ich dostępność i ceny, decydują o konkurencyjności gospodarki i możliwościach rozwoju. Podczas ostatniego spotkania Rady Europejskiej były dyskutowane priorytety nowej strategii, ta dyskusja będzie kontynuowana w czerwcu. Na tej podstawie Komisja Europejska wypracuje plan działania dla polityki energetycznej UE. Dzisiaj kluczowe jest pytanie – co znajdzie się w tym planie działania? Z punktu widzenia Polski istotne jest, by plan działania określał sposób wypełnienia art. 194 traktatu, stanowiącego, iż „polityka UE w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności pomiędzy Państwami Członkowskimi: zapewnienie funkcjonowania rynku energii; zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w UE; wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii oraz wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii”. Plan działania powinien pokazać, jak owe cele mają być przełożone na bieżącą politykę Unii w latach 2010–2014, a więc w okresie obejmującym również polską prezydencję.

Polska administracja nadal pracuje nad swoimi propozycjami, które określałyby, w jaki sposób owe cele traktatowe mają być wypełnione. Trwa w tej sprawie dyskusja, również z partnerami zewnętrznymi. Pożądane byłoby wypracowanie stanowiska większej grupy państw członkowskich, które mogłoby być prezentowane w dalszych fazach negocjacji.

## Zapewnienie funkcjonowania rynku energii

Proces budowy rynku wewnętrznego gazu jest zaawansowany, ale nie został zakończony. Wspólny rynek jest konglomeratem au-

tonomicznych rynków krajowych lub regionalnych o zróżnicowanym poziomie ich harmonizacji. Nowym celem traktatowym jest ustanowienie jednego rynku wewnętrznego energii, ograniczonego zewnętrznymi granicami. W ramach ustanawiania rynku wewnętrznego energii w 2009 roku przyjęto III Pakiet Liberalizacyjny, który powinien być wdrożony w państwach członkowskich do marca 2011 roku. Do tego czasu utrudniona będzie dyskusja nad kolejnymi etapami budowania rynku, bo nie znamy jeszcze efektów wdrożenia III pakietu. Warto już teraz zastanawiać się, czy był to pakiet domykający budowę rynku czy też pojawi się konieczność dalszych regulacji. W mojej opinii, pojawi się taka konieczność, w latach 2014–2015.

O wiele więcej jest do zrobienia, jeśli chodzi o funkcjonowanie rynku wewnętrznego. Co prawda, właściwa legislacja jest wdrożona, ale nie przynosi spodziewanych rezultatów. Komisja Europejska powinna zidentyfikować zawodność i dysfunkcjonalności rynku energetycznego i – nie czekając na dyskusję o kolejnym pakiecie liberalizacyjnym – opierając się na obecnie obowiązującym prawie wskazać środki, które zostaną podjęte, by wyeliminować zjawiska hamujące rozwój rynku wewnętrznego. Zaliczyłbym do nich na przykład klauzule reeksportowe w kontraktach gazowych, a także – co jest ważne dla Polski ze względu na gazociąg jamalski – problem ustanawiania punktów dostawy gazu na terytorium UE, a nie na jej zewnętrznych granicach. Efekt obecnego stanu jest taki, że w sytuacji awaryjnej nie możemy odkupić gazu płynącego gazociągiem jamalskim od naszych zachodnich partnerów, choć gaz fizycznie jest w naszym kraju. To jest niezgodne z zasadami rynku wewnętrznego. Takich dysfunkcjonalności, skutecznie hamujących rozwój rynku wewnętrznego, można wskazać więcej. Należałoby je skatalogować i podjąć działania eliminujące je. Konieczna jest dyskusja w tej sprawie.

## Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w UE

Ten cel traktatowy obejmuje zarówno bezpieczeństwo dostaw energii – przede wszystkim gazu – wewnątrz UE, jak i do UE z państw trzecich. By mówić o bezpieczeństwie dostaw gazu w UE, musimy, po pierwsze, pamiętać o rozwoju rynku wewnętrznego. Realizacja tego celu wymaga wprowadzenia regulacji, które zapewnią płynność obrotu gazem między państwami członkowskimi. W sytuacjach awaryjnych byłaby możliwość bilansowania – także w Polsce – systemu bez konieczności dodatkowych dostaw zewnętrznych. Dodatkowo, musimy mówić o eliminacji przeszkód o charakterze infrastrukturalnym, czyli rozbudowie połączeń granicznych między systemami gazowymi państw członkowskich.

Dopóki rynek wewnętrzny nie będzie funkcjonował efektywnie, tak długo będą potrzebne pewne instrumenty zastęp-



cze. Takim instrumentem jest na przykład projekt rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, który właśnie jest dyskutowany. Rozporządzenie ma wskazywać działania, które powinny być podjęte w sytuacji, gdy rynek wewnętrzny nie jest w stanie sprostać kryzysowi – przerwom w dostawie gazu. Dlatego potrzebne jest instrumentarium pozwalające na interwencję, która pozwoli przywrócić jego efektywne funkcjonowanie. To jest cel rozporządzenia. Naszym postulatem jest, by Komisja Europejska była tym arbitrem, który – odpowiadając za rynek wewnętrzny – ma narzędzia do interwencji w sytuacji kryzysowej.

Bezpieczeństwo dostaw gazu z zewnątrz to kwestia relacji z państwami trzecimi. Traktat z Lizbony wprowadza mechanizmy wypracowywania jednolitego stanowiska UE w relacjach z państwami trzecimi, w tym w kwestiach energetycznych. Nowe instytucje europejskie – powstałe na mocy traktatu – będą teraz występować w imieniu całej UE, co stwarza olbrzymi potencjał dla budowy zewnętrznej polityki energetycznej. Ale zewnętrzna polityka energetyczna musi się opierać na pewnych zasadach. UE powinna doprowadzić do rozszerzenia zakresu obowiązywania zasad Traktatu Karty Energetycznej, szczególnie na państwa, które są istotne dla UE z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu. Należy promować rozszerzenie wspólnoty energetycznej na kolejne państwa południowo-wschodniej Europy, dzięki czemu rynki gazowe w tych państwach zaczynają działać na zasadach rynku wewnętrznego UE. Kolejna kwestia to dywersyfikacja tras i źródeł przesyłu gazu, a więc intensyfikacja budowania alternatywnych rozwiązań, jak na przykład gazociąg Nabucco. To jest sprawa równie ważna jak polski terminal LNG.

### Wspieranie efektywności energetycznej i nowych źródeł energii

Wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, a także rozwoju odnawialnych źródeł energii to zapisy tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego. Przyjmując pakiet „3x20”, Europa wykonała swoje zadanie w zakresie szeroko rozumianej polityki klimatycznej. Dzisiaj wyzwaniem dla Europy jest uzyskanie międzynarodowego i wiążącego prawnie porozumienia o redukcji emisji, aby zapewnić porównywalność wysiłków redukcyjnych ze strony państw trzecich, szczególnie państw uprzemysłowionych, które – czego nie należy ukrywać – stanowią największą konkurencję handlową dla państw europejskich. Od realizacji tego celu zależy konkurencyjność europejskiej gospodarki.

Należy jednak dodać, że wypełnienie pakietu „3x20” nie jest możliwe bez wprowadzenia nowych technologii energetycznych. Europa musi koncentrować się na wspieraniu ich rozwoju. Polska w tej debacie musi wyraźnie postawić dwie kwestie. Po pierwsze, powinna zabiegać o rozwój technologii, które umożliwią czyste wykorzystanie węgla, nie zawężając jednak problemu do technologii CCS. Każda nowa technologia, która umożliwi wykorzystanie zasobów węgla w sposób zrównoważony środowiskowo i jest akceptowalna z punktu widzenia pakietu klimatycznego, powinna być rozważana do zastosowania. Po drugie, powinniśmy promować technologie pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego, w tym gazu łupkowego (*shale gas*), ze względu na potencjalnie duże zasoby na terytorium UE, w tym w Polsce.

### Wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii

Funkcjonowanie sieci energii jest jednym z warunków funkcjonowania rynku wewnętrznego w Unii Europejskiej. Polska ma bardzo wyraźnie określone stanowisko w tych kwestiach. Opowiadamy się za reformą sieci TEN-E, polegającą na znaczącym ograniczeniu liczby projektów priorytetowych do kluczowych dla budowy rynku wewnętrznego UE. Szczególnie będziemy opowiadać się za gazowymi połączeniami transgranicznymi na osi północ-południe, bo mamy rozwiniętą sieć na osi wschód-zachód. Dlatego właśnie na niedawnym spotkaniu Grupy Wyszehradzkiej w Budapeszcie podjęta została decyzja o wspólnym promowaniu przez państwa Europy Środkowo-Wschodniej osi połączeń międzysystemowych między terminalem polskim w Świnoujściu i terminalem w Chorwacji, poprzez systemy gazowe Polski, Czech, Słowacji i Węgier, aby zbudować oś północ-południe, umożliwiającą dostęp do alternatywnych źródeł dostaw. Drugim ważnym elementem naszego stanowiska w sprawie reformy sieci TEN-E jest postulat-konstatacja, że nie wszystkie przedsięwzięcia w zakresie infrastruktury – nawet ważne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego – zostaną sfinansowane przez przedsiębiorstwa prywatne, bo trudno oczekiwać, by finansowały inwestycje niekorzystne komercyjnie. Chcemy zatem zaproponować, by wsparcie z budżetu TEN-E było przeznaczane na realizację inwestycji, które nie mają pełnego uzasadnienia komercyjnego, lecz posiadają istotne uzasadnienie z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw.

Mamy już dzisiaj bardzo dobry instrument finansowania infrastruktury energetycznej – to polityka spójności. Polska jest, być może, jedynym w Europie krajem, który korzysta z tego instrumentu w finansowaniu infrastruktury energetycznej. Pokazujemy, że można. Dlatego nie jesteśmy entuzjastami powstającej w UE koncepcji dodatkowego funduszu sektorowego na takie inwestycje, który byłby prawdopodobnie zarządzany przez KE. Lepszym rozwiązaniem jest wpisanie polityki energetycznej – jako jednego z celów – do polityki spójności. W sytuacji pokryzysowej, gdy wiele państw członkowskich ma olbrzymie zadłużenie wewnętrzne i mocno ograniczoną zdolność do kontrybuowania środków do budżetu unijnego, będzie bardzo trudno wygenerować dodatkowe środki na nowy instrument finansowania infrastruktury energetycznej.

Pozostaje jeszcze pytanie, jak finansować rozwój infrastruktury energetycznej poza terytorium UE, ważnej z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania rynku. Oczywiście, takie projekty powinny być finansowane przez wsparcie z instrumentów polityki wewnętrznej UE, takich jak EBI czy EBOR, ale wyłącznie w państwach, które należą do Wspólnoty Energetycznej, a więc tych, które wdrażają u siebie zasady rynku wewnętrznego UE. W oczywisty również sposób nie powinna być finansowana infrastruktura, która koliduje z bezpieczeństwem energetycznym któregośkolwiek z państw członkowskich.

Wskazane przeze mnie potencjalne priorytety polskiego stanowiska w sprawie przyszłości polityki energetycznej UE mają, jak widać, szeroki zakres i zdają się obejmować wiele szczegółowych kwestii. Jest to lista możliwych postulatów, z którą możemy pójść na negocjacje po zakończeniu wewnętrznej dyskusji. Jaki ostatecznie będzie kształt wspólnej polityki energetycznej UE, nie sposób dzisiaj przesądzać. ■

*Autor jest zastępcą dyrektora Departamentu Polityki Ekonomicznej w MSZ.*

# Górują egoizmy narodowe

**Tomasz Chmal**

Poważna debata o wspólnej polityce energetycznej UE będzie utrudniona tak długo, jak długo egoizmy narodowe będą brały górę nad solidarnością energetyczną.

Nie widać woli politycznej, by je przełamywać, a Komisja Europejska nie ma instrumentów wymuszenia działań wspólnotowych. Należy obiektywnie stwierdzić, że problem nie jest łatwy do rozwiązania. Rynki energii – nawet w krajach „15” – mają różną strukturę. We Francji dominuje energetyka nuklearna i rynek gazu wygląda zupełnie inaczej niż w Niemczech, gdzie pozycja gazu jest silna, a wielkie koncerny energetyczne wspierane są przez ogromne koncerny chemiczne w jej utrwalaniu. W sytuacji, gdy na szczęblu Wspólnoty Europejskiej nie widać woli politycznej do kreowania wspólnego rynku gazu i wspólnej polityki energetycznej, każdy kraj chroni swój rynek, walczy o bezpieczeństwo dostaw i stara się opóźnić liberalizację rynku w obronie własnych interesów. Widać to było wyraźnie przy negocjowaniu tzw. III Pakietu Energetycznego. Tylko Polska wyskoczyła wyraźnie przed szereg, dokonując rozdziału właścicielskiego sieci gazowych od handlu i magazynów, decydując się na najbardziej liberalny model. Czy gospodarka ma z tego jakieś korzyści?

Jak obserwuje się dyskusje na temat ewentualnej dywersyfikacji kierunków dostaw gazu – południowy gazociąg Nabucco, interkonektory na osi północ-południe – zauważyć można jakiś zdumiewający marazm w tych kwestiach. A tymczasem główny „rozgrywający” na europejskim rynku dostaw wykazuje się wielką skutecznością w rozpoczynaniu kolejnych inwestycji,

coraz ściślej otaczając Europę infrastrukturą sieci dostawczej.

W sytuacji, gdy nie działa perspektywiczny i jedyny skuteczny w długiej perspektywie „plan A”, a więc wspólna polityka energetyczna UE, artykułowana jednym głosem, nie ma wyboru – każdy kraj członkowski musi mieć swój „plan B” i na własną odpowiedzialność budować swoje bezpieczeństwo energetyczne. Także Polska. Musimy dywersyfikować kierunki i źródła dostaw, a więc kontynuować budowę gazoportu, rozbudowywać własną infrastrukturę przesyłową, łączyć ją z Europą poprzez interkonektory, być może, także podłączyć się do południowych sieci z hubem Baumgarten. Musimy mieć wreszcie rewers, by w sytuacji kryzysowej móc dokupić gaz na rynku europejskim. Musimy zacząć wreszcie działać na rynku spotowym, licząc się z tym, że najpierw musimy się wiele nauczyć, by wykorzystać jego możliwości, a unikać zagrożenia mocną fluktuacją cen. By jednak operować na tym rynku, musimy zdecydowanie rozbudować – i to szybko – pojemności magazynowe. Dobrze, że inwestycje już ruszyły. Tylko wówczas bowiem wykorzystamy atuty rynku spot, gdy tanim gazem wypełnimy magazyny i regulować będziemy, w miarę potrzeb, zakupy z kontraktów długoterminowych. Nie możemy również zapominać, że nad rynkiem gazu wisi rewolucyjna zmiana. Jeśli technologia pozwoli na coraz szersze wykorzystanie tzw. gazu łupkowego (shale gas), mamy szansę na mocną

pozycję w tej grze. I warto być do tego przygotowanym.

Niezależnie jednak od prognozowania rozwoju rynku gazu, musimy brać pod uwagę realia. Długo jeszcze dominować będzie u nas energetyka oparta na węglu. Ideologia klimatyczna – przyjęta dość niefrasobliwie przez UE, a de facto pograżona w Kopenhadze – jest dla nas olbrzymim zagrożeniem. Nie łudźmy się. Wszystkie oferowane dzisiaj technologie czystego węgla, w tym jego gazyfikacji, nie są sprawdzone. Mówienie o tym, że mamy do czynienia z komercyjnie wdrożonymi technologiami jest daleko idącym uproszczeniem. Ale ochrona klimatu jest trendy, pozwala zbijać kapitał polityczny, więc jeśli jakieś fakty temu przeczą, tym gorzej dla faktów. Jeśli doktryna klimatyczna zwycięży, pojawiać się będą kolejne pomysły na opłaty za energetykę emisyjną, pograżymy naszą gospodarkę. Za wschodnią granicą tylko pewnie na to czekają. W Kaliningradzie, na Białorusi, na Ukrainie. Jeśli wielka synteza chemiczna przeniesie się na te tereny, hutnictwo, przemysł meblarski czy motoryzacja, nie zdołamy generować naszego PKB na bazie usług i gospodarki opartej na wiedzy.

Trudno dostrzec, by ktokolwiek starał się poważnie zmierzyć się z tymi zagrożeniami. Może poza bankowcami, którzy bardzo ostrożnie podchodzą do projektów inwestycyjnych w energetyce, bo nie potrafią oszacować ryzyka. Dla tak kosztownych i długoterminowych inwestycji konieczna jest przewidywalność, przejrzysta polityka regulacyjna. Tymczasem w Polsce aż trzy instytucje państwowe mają na to wpływ, a każdy rozdzwięk między nimi podnosi ryzyko regulacyjne. Doszło do tego, że na rynku elektroenergetyki panuje

chaos – jedni respektują decyzje URE, inni nie – ale nie prowadzi się żadnych rozmów w tej kwestii poza salą sądową, gdzie strony walczą o swoje. Podobnie jest na rynku gazu. Wszyscy wiedzą o subsydiowaniu skrośnym, ale nic się z tym nie robi. Na całym świecie duzi odbiorcy gazu płacą mniej za taki sam wolumen, co jest oczywiste dla każdego rynku hurtowego, ale nie w Polsce. My utrzymujemy sztywne taryfowanie, które szkodzi sektorowi gazowniczemu i polskiej chemii.

Jest dobry moment, by postawić problem energetyki na najwyższym szczeblu. Nadchodzi polska prezydencja w UE. Powinniśmy zdobyć się na odwagę, bo sprawa jest nader delikatna i postawić sprawę jasno – w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego Europa musi uwzględnić węgiel. W europejskim interesie leży wykorzystanie posiadanych zasobów. Nasza propozycja nie będzie odebrana jako kolejna aberacja wschodnioeuropejska, jeśli towarzyszyć jej

będzie analiza benchmarkingowa, jeśli potrafimy wokół niej budować koalicję, porozumienie podobnie myślących w kluczowej sprawie dla europejskiej energetyki i konkurencyjności europejskiej gospodarki. To zostanie zauważone w Europie i na świecie. Bo echa Kopenhagi jeszcze nie przebrzmiały. I polskie zawołanie *coal is cool* może zostać dosłyszane. ■

*Autor jest ekspertem Instytutu Sobieskiego.*

## Korespondencja z Brukseli

# Unijna solidarność

W maju br. ma być głosowany w Parlamencie Europejskim projekt rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu, który zawiera tzw. unijne mechanizmy solidarności.

**18** marca raport z prac nad projektem był głosowany przez parlamentarną Komisję ds. Przemysłu, Badań i Energii (ITRE) i został przyjęty 52 głosami „za” przy 1 głosie przeciwnym. – *Przyjęcie rozporządzenia na posiedzeniu plenarnym w maju jest jednym z priorytetów hiszpańskiej prezydencji* – powiedział Bogdan Marcinkiewicz (PO), przewodniczący polskiej parlamentarnej grupy roboczej EPL ds. tego rozporządzenia.

Wszystkie ugrupowania polityczne złożyły w komisji ITRE w sumie ponad 500 poprawek do projektu, który w lipcu 2009 roku zaprezentowała Komisja Europejska (KE). Prawie 60 poprawek złożyli polscy eurodeputowani, którzy chcą, aby Unia Europejska solidarnie reagowała w razie przerwania dostaw gazu chociażby do jednego kraju. Połowa proponowanych poprawek znalazła odzwierciedlenie w przegłosowanej przez ITRE wersji rozporządzenia.

KE postanowiła zająć się wzmocnieniem bezpieczeństwa dostaw gazu po tym, gdy w styczniu 2009 roku Rosja wstrzymała dostawy gazu do Europy przez terytorium Ukrainy.



*Ponieważ rynek wewnętrzny UE nie jest jeszcze w pełni ukształtowany, konieczne są instrumenty prawne na szczeblu Komisji Europejskiej* – podkreślił europoseł **Bogdan Marcinkiewicz**.

Europosłowie chcą także, aby to KE koordynowała działania anty kryzysowe i była odpowiedzialna za tworzenie i aktualizację planów koordynacji, które byłyby „automatycznie” uruchamiane w razie przerw w dostawach gazu do któregoś z krajów UE. Zaangażowanie KE na tak wczesnym etapie poprawi skuteczność działań anty kryzysowych, dzięki czemu kryzysy będą zażegnane na tyle szybko, żeby uniknąć ogłaszania stanu nadzwyczajnego. Ponadto, zaproponowano wprowadzenie definicji trzech podstawowych stanów

kryzysowych, w tym stanu nadzwyczajnego na poziomie wspólnotowym. W zamyśle KE to przede wszystkim mechanizmy rynkowe powinny ratować sytuację w razie zatrzymania dostaw gazu do państw członkowskich. – *Zgadzamy się z tym, ale ponieważ rynek wewnętrzny Unii Europejskiej nie jest jeszcze w pełni ukształtowany, konieczne są instrumenty prawne* – podkreślił Marcinkiewicz.

Jest jeszcze jeden punkt rozporządzenia KE, który polscy posłowie chcieli zmienić. Projekt przewiduje, że w ciągu dwóch lat od wejścia w życie dokumentu państwa członkowskie powinny zbudować połączenia gazowe z sąsiednimi krajami, tzw. interkonektory, którymi – w razie kryzysu – gaz mógłby przepływać w obu kierunkach. Jednak – jak podkreślali to przedstawiciele sektora gazowego – jest to zbyt krótki okres, biorąc pod uwagę czas potrzebny na uzyskanie pozwolenia na budowę. Polscy parlamentarzyści proponowali więc 5 lat, ale zapis ten nie znalazł poparcia większości.

Obecnie trwają prace nad uzgodnieniem wspólnego tekstu rozporządzenia zaproponowanego przez Komisję ITRE z Radą Unii Europejskiej, gdyż równolegle przedstawiciele krajów członkowskich wypracowali swoją wersję rozporządzenia, a teksty te nie są identyczne. Następnie uzgodniony tekst będzie głosowany w maju na sesji plenarnej PE oraz – zgodnie z procedurą kooptycznej – rozporządzenie będzie musiało zostać zaakceptowane na forum Rady UE. ■

**Bolesław Rey**

*Autor jest szefem Biura PGNiG w Brukseli.*



# Dylematy polityki energetycznej

Andrzej T. Szablewski

W ostatnich czterech dekadach w polityce energetycznej dokonały się dwa na tyle istotne zwroty dotyczące celów i narzędzi, a także postrzegania roli polityki energetycznej, że często dla podkreślenia ich znaczenia używa się znanego w teorii nauki określenia zmiany paradygmatu. Oba były wynikiem złożonego zespołu czynników wyrażających dynamiczne zmiany zachodzące zarówno w samych sektorach energetycznych – ropy, gazu węgla i energii elektrycznej, jak i w szeroko rozumianym otoczeniu. Co więcej, dosłownie w ostatnich miesiącach pojawiły się przesłanki, które, być może, zapowiadają kolejną, rychłą i równie istotną zmianę uwarunkowań, a zatem i kolejny zwrot w polityce energetycznej. Zmiana ta dotyczy sektora gazowniczego, który w ostatniej dekadzie stanowił przecież najbardziej istotny, sporny i budzący największy niepokój problem polityki energetycznej zarówno na poziomie narodowym, zwłaszcza w krajach Europy Wschodniej, jak i ponadnarodowym, czyli Unii Europejskiej.

Wspomniane tu zmiany paradygmatu polityki energetycznej wyrażały się przede wszystkim w odmiennej randze, jaką nadawano tradycyjnemu celowi tej polityki, czyli zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii elektrycznej. Ten niekwestionowany wcześniej priorytet polityki energetycznej od lat 70. w USA i 80. ub.w. w Europie zaczyna ustępować priorytetowi liberalizacji sektorów energetycznych, w tym zwłaszcza sektorów sieciowych, tzn. gazowniczego i elektroenergetycznego. Po okresie dominacji priorytetu liberalizacji polityka energetyczna od początku pierwszej dekady XXI wieku wchodzi w nową fazę. Charakteryzuje ją podtrzymanie priorytetu liberalizacji, choć z narastającymi wątpliwościami, które wiążą się z rosnącym powtórnie znaczeniem kwestii bezpieczeństwa dostaw oraz pojawieniem się nowej determinanty polityki energetycznej, jaką jest przeciwdziałanie zmianom klimatu.

## BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW FUNKCJĄ LIBERALIZACJI SEKTORÓW ENERGETYCZNYCH

Aby zrozumieć znaczenie dokonanego na początku mijającej dekady zwrotu w podejściu do polityki energetycznej, warto przypomnieć, jakie uwarunkowania i założenia leżały u podstaw pierwszego, zapoczątkowanego jeszcze pod koniec lat 70. ub.w., a polegającego na podjęciu programu reform rynkowych w sektorze elektroenergetycznym i gazowniczym – zwrotu w polityce energetycznej oraz jakie były oczekiwania dotyczące przyszłości polityki energetycznej w warunkach pogłębiającej się liberalizacji obu sektorów, która implikowała zarazem rosną-

cą współzależność między rozwojem obu tych sektorów za sprawą szybko rozwijającego się podsektora elektroenergetyki gazowej.

Przejście od priorytetu bezpieczeństwa dostaw do priorytetu liberalizacji dokonało się pod wpływem dwóch grup czynników. Pierwsza grupa dotyczyła czynników tzw. sfery realnej, przy czym, co istotne, zaznaczyły się tu różnice między Stanami Zjednoczonymi a Wielką Brytanią, zwłaszcza w odniesieniu do gazu. W przypadku Stanów Zjednoczonych zasadniczą rolę odegrał kryzys energetyczny lat 70., który ujawnił głębokie mankamenty obowiązującego wówczas systemu daleko posuniętej regulacji sektora gazowniczego. W zdecydowanym rozluźnieniu tego systemu drogą deregulacji, zwłaszcza cen wydobywanego gazu, upatrywano sposobu na przełamanie nie tylko deficytu w podaży pochodzącego z krajowych zasobów gazu naturalnego, ale także słabości w infrastrukturze sieciowej sektora, która nie pozwalała na bardziej efektywną alokację gazu na rynku zbytu. Z kolei w Wielkiej Brytanii – jedynym kraju w Europie, który zdecydował się na radykalną liberalizację sektora gazowniczego – przesłanką decydującą o wejściu na drogę tego rodzaju reform było pojawienie się wyraźnej i – jak się wydawało – trwalej nadwyżki podaży pochodzącego z niedawno odkrytych na Morzu Północnym własnych złóż gazu, co w sposób naturalny odsuwało na dalszy plan kwestie bezpieczeństwa dostaw.

Druga grupa czynników dotyczyła zmian w otoczeniu politycznym. Chodziło tu zwłaszcza o dojście do władzy M. Thatcher, która, kierując się szerszą wizją przywrócenia rynkowego modelu funkcjonowania gospodarki rynkowej, doprowadziła do przełomowych reform w sektorach sieciowych, w tym także gazowniczym. Ukształtowały one model liberalizacji tych sektorów, który w mniejszym bądź większym stopniu był wykorzystywany w innych krajach. Był on także ważną inspiracją dla forsowanych przez Komisję Europejską inicjatyw, które – doprowadzając do powstania konkurencyjnych, jednolitych europejskich rynków energii elektrycznej i gazu – miały zamknąć proces tworzenia wspólnego rynku dla swobodnego przepływu dóbr, usług, kapitału i siły roboczej.

Tak sformułowanemu celowi polityki energetycznej towarzyszyły dwa założenia. Pierwsze dotyczyło relacji między liberalizacją a bezpieczeństwem dostaw, drugie zaś długookresowych implikacji liberalizacji dla roli polityki energetycznej. Według pierwszego, nie zawsze wyrażanego *explicite*, założenia, sprawnie działające mechanizmy konkurencji i regulacji bodźcowej nie tylko wymuszają zasadniczą poprawę

operacyjnej efektywności kosztowej, ale także generować będą, z dostateczną siłą, impulsy inwestycyjne gwarantujące niezbędną, z punktu widzenia wymogów bezpieczeństwa dostaw, rozbudowę potencjału wytwórczego i sieciowego, w sposób optymalizujący wynikające stąd koszty dla odbiorców. W ramach tego podejścia uzasadnioną i oczekiwaną reakcją na pojawienie się każdego niepokojącego sygnału o potencjalnym zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw miało więc być zwiększenie aktywności państwa w zakresie usuwania barier blokujących efektywne działanie mechanizmów rynku konkurencyjnego i regulowanego, czyli więcej prywatyzacji, deregulacji i regulacji prokonkurencyjnej.

Jeśli chodzi o drugie założenie, to było ono logiczną konsekwencją pierwszego. Skoro liberalizacja zapewnia bezpieczeństwo dostaw, to wraz z osiągnięciem przez konkurencyjne i regulowane w sposób quasi-rynkowy rynki energii elektrycznej i gazu stanu dojrzałości, będzie stopniowo zmniejszać się i zmieniać rola państwa w obszarze energetyki. Według tego założenia, państwo miałoby skupić się na tworzeniu niezbędnych rozwiązań prawno-instytucjonalnych, zapewniających skuteczne działanie mechanizmów rynkowych i stopniowo przesuwając ciężar działań interwencyjnych z organów politycznych rządu (ministerstw) na apolityczny organ regulacyjny, który miał się zajmować głównie monitorowaniem rynków i usuwaniem barier hamujących swobodę działania sił rynkowych. Tego rodzaju polityka prowadzić miała do swoistej depolityzacji polityki energetycznej<sup>1</sup>, co w praktyce oznaczać miało zredukowanie polityki do technicznie rozumianych działań regulacyjnych skoncentrowanych na podnoszeniu sprawności działania mechanizmów wymuszających proefektywnościowe zachowania, a zdaniem najbardziej radykalnych zwolenników liberalizacji, wręcz całkowitego zaniku wpływu czynnika publicznego na przebieg procesów wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej i gazu<sup>2</sup>.

Tak rysowana perspektywa polityki energetycznej nie znajdowała potwierdzenia nawet w praktyce brytyjskiej. Do-

konujący się tam rzeczywisty postęp w liberalizacji rynku gazu nie tylko nie prowadził do istotnego zmniejszenia się roli regulacji publicznej, ale – wręcz przeciwnie – dokonywał się za sprawą agresywnej regulacji o charakterze prokonkurencyjnym. Regulacja ta wspierała wejście na rynek gazu nowym podmiotom poprzez działania naruszające zasadę równego traktowania. Regulator nakładał bowiem na dominujący na rynku gazu podmiot – dawnego monopolistę British Gas – różnego rodzaju ograniczenia, tak aby w ten sposób ułatwić jego konkurentom dostęp do rynku. Tego rodzaju regulacja ostatecznie doprowadziła do podziału British Gas i wykształcenia się wysoce konkurencyjnego hurtowego i detalicznego rynku gazu, przy zachowaniu jednak silnych elementów regulacyjnych.

## POWRÓT OBAW O BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW GAZU I JEGO IMPLIKACJE DLA LIBERALIZACJI

W przypadku sektora gazowniczego głównym źródłem obaw o implikacje liberalizacji dla bezpieczeństwa dostaw gazu było rosnące uzależnienie od importu gazu. Problem ten najbardziej odczuwany był przez Europę i dotyczył przede wszystkim uzależnienia się od dostaw gazu rosyjskiego. Komisja Europejska, która w latach 90. ub.w. była głównym promotorem reform liberalizujących rynki energii elektrycznej i gazu w większości krajów członkowskich, problem ten dostrzegła już w 2000 roku w opublikowanym dokumencie określającym podstawowe cele polityki energetycznej. Zagrożenie związane z uzależnieniem się od dostaw gazu z Rosji postrzegano w dwóch wymiarach. Po pierwsze, wzrost tej zależności oznaczał naruszenie żelaznej zasady bezpieczeństwa dostaw, jakim jest dywersyfikacja źródeł dostaw i tras przesyłu gazu. Po drugie, ważniejszą rolę odgrywał tu fakt, że Rosja nie tylko zdecydowanie odmówiła podpisania Karty Energetycznej gwarantującej oparty na kryteriach ekono-

*dokończenie na str. 48*

**COMMON** SYSTEMY OPIAROWANIA GAZU

Jesteśmy polskim producentem wysokiej klasy systemów służących do opomiarowania przepływu gazu w celach rozliczeniowych, technologicznych i kontrolnych. Od ponad 20 lat dostarczamy opracowane przez nas urządzenia i rozwiązania techniczne najwyższej jakości, zapewniamy wsparcie techniczne, handlowe oraz szybki serwis. Produjemy m.in. gazomierze: turbinowe - CGT, rotorowe - CGR, zwężkowe - CGZW, CGZ, przepływomierze - CPT; urządzenia elektroniczne: przeliczniki - DOMINO, CMK, rejestratory - CRS, CRI, układy telemetrii - moduły CMB, CTS, szafki CST oraz towarzyszące wymienionym urządzeniom akcesoria.

Zawsze jesteśmy otwarci na Państwa uwagi i spostrzeżenia, które pozwalają nam dopasować ofertę do Waszych potrzeb i wymagań.

Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w naszej siedzibie w Łodzi, przy ul. Aleksandrowskiej 67/93, telefon bezpośredni: (42) 253 66 59, fax: (42) 253 66 99, e-mail: common@common.pl, www.common.pl



## Rynek gazu ziemnego w UE: stabilnie i bez polityki

Rozmowa z **MARIĄ BIEŁOWĄ**,  
wicedyrektorem Departamentu Energetyki  
w moskiewskim Instytucie Energetyki i Finansów

**Z wielu wypowiedzi przedstawicieli rosyjskiego biznesu gazowego i ekspertów wynika, że Rosja jest niezadowolona z polityki energetycznej Unii Europejskiej w obszarze gazu ziemnego. Głównym zarzutem jest brak stabilności po stronie Wspólnoty.**

Po stronie Unii Europejskiej, która jest głównym odbiorcą rosyjskiego gazu ziemnego, od 1998 r. trwa ciągle nieuwieńczony sukcesem proces liberalizacji rynków surowca. W latach 1998 i 2003 przyjęto kolejno dwie dyrektywy gazowe, a w 2009 r. regulacje znane jako Trzeci Pakiet Liberalizacyjny. Na zmiany regulacyjno-prawne po 1998 r. nałożyło się bezprecedensowe poszerzenie Unii Europejskiej z 15 do 27 krajów. Już sygnalizowane problemy, związane z wdrożeniem gazowych regulacji Trzeciego Pakietu wskazują na to, że niestabilność po stronie UE-27 będzie trwać. Może Trzeci Pakiet Liberalizacyjny nie jest ostatnim.

**Czego konkretnie strona rosyjska chciałaby się dowiedzieć od Unii Europejskiej, jako liberalizującego i integrującego swój rynek importera rosyjskiego gazu ziemnego?**

Europejscy regulatorzy i eksperci mówią wprost, że trzecia dyrektywa gazowa UE (2009/73/WE) jest ogólnikowa. Należy oczekiwać, że zaplanowanej na najbliższy rok implementacji tego dokumentu będzie towarzyszyło jego dalsze dopracowywanie. Nasze wątpliwości co do treści i następstw przyjęcia dyrektywy są związane przede wszystkim z tzw. klauzu-

lą państw trzecich. Zgodnie z tym zapisem, kraj-kontrahent spoza UE, jeżeli chce działać na terytorium Wspólnoty, musi zaakceptować i wdrożyć unijne wymagania co do kształtu rynku gazu ziemnego, przede wszystkim w zakresie unbundlingu i TPA. Co jednak z rozwiązaniami ustalonymi w ramach porozumień międzyrządowych Rosji z krajami UE? Co z własnością takich tras przesyłowych rosyjskiego gazu ziemnego, jak na przykład polski odcinek gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia albo planowany gazociąg South Stream? Obecnie ze strony instytucji UE słyszymy, że w świetle dyrektywy 2009/73/WE i obecnej sytuacji na gazowym rynku Rosji nie ma racji bytu rosyjsko-bułgarska spółka do zarządzania gazociągiem South Stream. Jakie znaczenie ma wobec tego międzyrządowe porozumienie Rosji i Bułgarii? Z kolei powszechne wdrożenie w krajach UE-27 zasady *entry-exit* wykreuje nowe problemy związane z punktami odbioru rosyjskiego surowca.

**W jaki sposób strony rosyjska i unijna mogą się porozumieć?**

Przedstawiciele strony rosyjskiej zostali zaproszeni przez stronę unijną do konsultacji. Gazprom, Gazprom Export i między innymi nasz instytut miały okazję wypowiedzieć swoje obawy dotyczące przyjęcia Trzeciego Pakietu Energetycznego. Jako Instytut Energetyki i Finansów dostrzegamy, że unijne ustawodawstwo w zakresie gazu ziemnego jest dopiero kształtowane. Przed nami jest porównanie celów instytucji UE i poszczególnych krajów członkowskich.

Pamiętajmy, że do 2009 r. Komisja Europejska faktycznie nie miała możliwości oddziaływania na politykę energetyczną krajów UE. Pod znakiem zapytania stoi unijna polityka solidarności. Solidarności tej nie ma i nie może być z uwagi na zróżnicowanie bilansów gazowych krajów, poziomu uzależnienia od importu i ról w europejskiej przestrzeni gazowej. Dobrym potwierdzeniem braku solidarności w UE jest wymuszenie na Litwie zamknięcia elektrowni jądrowej w Ignalinie i zgoda na wydłużenie działania kilku takich elektrowni w mających zdywersyfikowane bilanse energetyczne Niemczech i Belgii. Proszę zwrócić uwagę na to, że Unia Europejska nie mówi o wspólnym bilansie energetycznym.

**Podstawowy cel Unii Europejskiej jest jednak znany. UE dąży do stworzenia wspólnego rynku gazu ziemnego z warunkami do konkurowania przez obecne na tym rynku podmioty. Temu celowi jest też podporządkowane przyjęcie klauzuli państw trzecich. Może UE jako jeden rynek o dużo większej niż obecnie sile jest zbyt groźna dla Rosji?**

Na poziomie polityki możemy twierdzić, że Rosja boi się siły rynkowej wspólnego rynku Unii Europejskiej. Na poziomie specjalistów wiadomo jednak, że dostawy rosyjskiego gazu ziemnego są zabezpieczone kontraktami długoterminowymi. Problemem gospodarczym, a nie politycznym, był także niedawny spadek cen gazu ziemnego w kontraktach spot, w wyniku którego odbiorcom rosyjskiego gazu



ziemnego opłacało się płacić kary za nieodebrany surowiec z kontraktów długoterminowych i uzupełniać zakupy w ramach dostaw spot. Idealnym scenariuszem dla Rosji i UE jest oddzielenie problemów gazu ziemnego od polityki. Problemy w dwustronnych relacjach zaczęły się w latach 2005–2006. Wtedy wraz ze wzrostem światowej gospodarki wzrosły ceny ropy naftowej, pociągnęły za sobą ceny gazu ziemnego, a to wzbudziło zainteresowanie polityków. Czekają nas prawdopodobnie duże zmiany na rynkach gazu ziemnego, w tym wzrost udziału transakcji spot. Pojawiające się problemy musimy rozwiązywać w gronie fachowców, jak najdalej od polityki. Rosja jako kraj, który ma inwestować w wydobycie i transport gazu ziemnego, potrzebuje stabilnej i przewidywalnej sytuacji po stronie Unii Europejskiej, swojego głównego kontrahenta.

#### **W relacjach Rosji i Unii Europejskiej nie ma – pani zdaniem – wątków politycznych?**

Są takie wątki. Dążenie Rosji do eksportu gazu ziemnego do Chin jest polityczną odpowiedzią przede wszystkim na brak stabilności po stronie UE. Politycznym problemem jest także promocja po stronie UE przeświadczenia, iż możliwe jest duże obniżenie udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym Wspólnoty. Założenia obecnie akceptowanego modelu bilansu energetycznego Unii Europejskiej (model PRIMES) nasuwają przypuszczenie, że głównym przesłaniem autorów modelu było udowodnienie, iż zużycie gazu ziemnego w UE może się zmniejszyć. Tymczasem w Rosji narasta przekonanie, że kolejny międzynarodowy kryzys za 5–8 lat będzie kryzysem energetycznym. Będzie on następstwem zwłaszcza przecenienia przez ekspertów, polityków oraz media możliwości co do ograniczenia udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym Unii Europejskiej. W tym przecenienia roli OZE.

**Dziękuję za rozmowę. ■**

Rozmawiała (w Moskwie)  
**Marcelina Gołębiewska**

## **Korespondencja z Pragi**

# **Rośnie udział CNG w transporcie**

**Jan Sas**

**Możliwości i perspektywy stosowania gazu ziemnego – głównie sprężonego (CNG) – w transporcie były przedmiotem drugiej międzynarodowej konferencji\* organizowanej przez Czech Gas Association (organizację o podobnym charakterze jak Izba Gospodarcza Gazownictwa w Polsce).**

**Z** wystąpień i dyskusji wynikało jednoznacznie, iż stosowanie gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów przeżywa obecnie okres dynamicznego rozwoju zarówno na świecie, jak i w zdecydowanej większości krajów Europy. Pod koniec ubiegłego roku na świecie było ponad 10,5 mln pojazdów NGV, a stacji CNG ponad 15 tysięcy.

Od dawna wiadomo, że jednym z ważnych czynników decydujących o rozwoju NGV jest klarowna polityka fiskalna wobec paliwa CNG. W krajach, w których stawka akcyzy jest zerowa lub niska i określona na dłuższy okres, pojawia się większe zainteresowanie takim paliwem. Jeśli polityka fiskalna prowadzona jest w sposób racjonalny, stawki akcyzy podawane są na kilkanaście lat, aby potencjalni inwestorzy mieli pewność co ich czeka w zakresie takiego podatku. Spośród naszych najbliższych sąsiadów taką politykę prowadzą np. Niemcy i Czesi.

Znaczną dynamikę wzrostu liczby pojazdów na świecie przewidują nie tylko instytucje Unii Europejskiej, ale również Międzynarodowa Unia Gazownicza. W finalnym raporcie kongresu IGU z 2009 roku prognozowana liczba pojazdów NGV w roku 2030 na świecie może sięgnąć 104 milionów.

Oferta pojazdów przystosowanych fabrycznie do paliwa w postaci gazu ziemnego jest coraz szersza. Według J. Seislera z Belgii, światowego eksperta w tej dziedzinie, w styczniu bieżącego

roku na świecie oferowano – poza Chinami – 295 różnych modeli pojazdów i silników na gaz ziemny produkowanych w 65 fabrykach.

Jak na tym tle kształtuje się sytuacja NGV w Polsce? Niestety, niekorzystnie w porównaniu z naszymi europejskimi sąsiadami. W końcu lat 90. liczba pojazdów NGV i stacji CNG w Polsce była podobna jak w Szwecji, nieco niższa niż w Niemczech, a większa niż w Bułgarii, Czechach czy Słowacji. Obecnie liczba pojazdów NGV w Polsce (ok. 2 tys.) to 2,3% liczby takich pojazdów w Niemczech, zdecydowanie więcej jest ich w Szwecji (ponad 18 tys.). Stacji tankowania również mamy bardzo mało (licząc takie, które mają wydajność powyżej 270 m<sup>3</sup>/h – jest ich 16).

Podczas dyskusji konferencyjnych można było zauważyć dużą troskę naszych sąsiadów o rozwój sieci stacji CNG w Polsce, ponieważ warunkuje to możliwości wykorzystania ciężkiego transportu z paliwem CNG na europejskich trasach wschód–zachód i północ–południe.

Jeśli w najbliższym czasie nie podejmiemy działań prowadzących do istotnego zwiększenia liczby stacji tankowania CNG oraz ilościowego rozwoju transportu publicznego na gaz ziemny – Polska pozostanie „białą plamą Europy” w wykorzystaniu tego paliwa w transporcie drogowym. ■

**Dr inż. Jan Sas**

Wydział Zarządzania AGH

\* „PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT AND USE OF CNG IN TRANSPORT”, Praga, 3–4.02.2010.

# Energetyka

## jednym z celów polskiej prezydencji

Rozmowa z **Waldemarem Pawlakiem**, wicepremierem i ministrem gospodarki



**Czy gaz ziemny znajduje – pana zdaniem – wystarczająco mocną pozycję w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*?**

Gaz ziemny odgrywa jedną z kluczowych ról w systemie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Dlatego w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* koncentrowaliśmy się na działaniach umożliwiających dywersyfikację dostaw tego surowca na polski rynek. Oprócz zapewnienia alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu wiele uwagi poświęciliśmy rozwojowi krajowego sektora poszukiwawczo-wydobyczego. Chodzi tu o zwiększenie możliwości wydobywczych na terytorium kraju oraz rozbudowanie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a także możliwości magazynowania surowca. Mówiąc o dywersyfikacji, mamy na myśli również różnicowanie technologii wytwarzania paliw gazowych. Chcemy rozwijać m.in. technologię zgazowania węgla. Podejmujemy także działania, które pozwolą lepiej wykorzystywać metan pochodzący z eksploatacji naziemnych odwiertów powierzchniowych.

**Czy możliwe jest wydzielenie prawa gazowego z prawa energetycznego?**

W lipcu ub.r. podjęliśmy decyzję o wydzieleniu przepisów dotyczących sektora gazu ziemnego i opracowaniu ustawy „Prawo gazowe”. Obecnie trwają prace nad założeniami do nowej ustawy.

**Jakie jest polskie stanowisko w toczących się właśnie w Parlamencie Europejskim dyskusjach nt. rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu?**

Komisja Europejska w projekcie rozporządzenia proponuje wprowadzenie instrumentów niezbędnych dla zapewnienia skutecznej reakcji UE w sytuacji kryzysu gazowego.

Przedsiębiorstwa gazowe bez ograniczeń na szczeblu krajowym będą musiały dostarczać gaz odbiorcom we Wspólnocie. Jeśli środki rynkowe zostaną wyczerpane, możliwe będzie uruchomienie dodatkowych procedur administracyjnych. Sytuacja nadzwyczajna w UE zostanie ogłoszona dopiero wtedy, gdy skala kryzysu gazowego przekraczać będzie zdolności reakcji państw członkowskich. W takiej sytuacji do działania wkroczy komisja, która przy współpracy z Grupą Koordynacyjną ds. Gazu będzie wspierać poszczególne państwa w rozmowach z krajami trzecimi.

Według projektu rozporządzenia, rolą komisji będzie zapewnienie jak najdłuższego funkcjonowania rynku wewnętrznego i dopilnowanie, aby środki podejmowane na szczeblu krajowym nie zakłócały jego funkcjonowania.

Na poziomie narodowym rolą rządu będzie stworzenie planu na wypadek sytuacji kryzysowej, ocena ryzyka jej powstania oraz opracowanie projektu spełnienia wyznaczonych przez KE standardów.

W mojej opinii, rozporządzenie to nie wyposaża komisji w instrumenty realnego reagowania na poważne stany zakłócenia dostaw oraz nie daje jej możliwości zapobiegania i przeciwdziałania takim sytuacjom. Wątpliwa jest także konfiguracja i ustawienie poziomu tzw. czynników uruchamiających mechanizm solidarnej reakcji UE. Moim zdaniem, jedynie ustawienie tego czynnika na poziomie 10 proc. może zapobiec pozostawieniu któregośkolwiek państwa członkowskiego samemu sobie. Aby system zapewnienia dostaw gazu do Europy był skuteczny, musi określać także sprawiedliwy mechanizm kompensacji. Powinien on finansowo zachęcać przedsiębiorstwa gazowe do inwestycji zwiększających bezpieczeństwo dostaw, a jednocześnie zapobiegać możliwym nadużyciom.

Polskie propozycje zmian tego projektu postulują jednak przede wszystkim rozszerzenie możliwości reakcji Wspólnoty na wypadek zaistnienia najwyższego stanu kryzysowego. Nasza propozycja dotyczy stworzenia, na podstawie planów narodowych, Europejskiego Planu Reagowania, który określałby środki, jakich użyć może KE w sytuacji, gdyby reakcja na poziomie krajowym była niewystarczająca.

**Jakie strategiczne tematy chciałaby wnieść Polska do wspólnej polityki energetycznej UE? Czy należy do nich np. kwestia włączenia polskich sieci gazowych do sieci europejskich?**

Postulujemy odniesienie się m.in. do zagadnień efektywności i infrastruktury energetycznej, mechanizmów reakcji na wypadek zakłóceń w dostawach gazu, zewnętrznych stosunków w obszarze energii czy

kontynuacji rozwoju rynków energii. Wśród najważniejszych kwestii znajduje się również włączenie polskich sieci gazowych do systemu europejskiego. Popieramy powstanie nowego mechanizmu bezpieczeństwa energetycznego i solidarności, który powinien zastąpić obecny mechanizm TEN-E. Musi on jednak wspierać budowę połączeń transgranicznych oraz rozbudowę sieci energetycznych znajdujących się w państwach członkowskich. Sugerujemy także wykorzystanie istniejących instrumentów wsparcia dla inwestycji, które są istotne z punktu widzenia sprawnej reakcji w sytuacjach kryzysowych, a które nie mogą być zrealizowane ze względów ekonomicznych.

Oczekujemy, że w latach 2010–2014 kontynuowane będą prace nad liberalizacją rynków energii. Plan ten powinien także obejmować wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw. Może to nastąpić poprzez wdrożenie mechanizmów solidarności, wzmocnie-

nie zewnętrznej polityki energetycznej, rozwój gazowego korytarza południowego i wspólne zakupy gazu. Popieramy również budowę gazowych połączeń polskiego systemu przesyłowego z Czechami, Niemcami i Danią.

**Czy polityka energetyczna może być jednym z celów polskiej prezydencji w UE?**

Stale podkreślamy na forum UE rolę energetyki w zapewnianiu bezpieczeństwa gospodarczego. W związku z tym w czasie polskiej prezydencji, polityka energetyczna będzie jednym z najważniejszych tematów, które zamierzamy podjąć. Obecnie pracujemy nad nadaniem ostatecznego kształtu polskiemu priorytetowi w zakresie polityki energetycznej podczas prezydencji. ■

Rozmawiał  
**Adam Cymer**

Izba Gospodarcza Gazownictwa  
ma zaszczyt zaprosić przedstawicieli instytucji państwowych  
i firm gazowniczych oraz wiodących ekspertów branży  
na

**ŚRODKOWOEUROPEJSKI  
KONGRES GAZOWNICTWA**

**„Rynek gazu w Europie Środkowej  
– kierunki ewolucji i nowe wyzwania”**

**Kraków**

**26–27 października 2010 r.**



Polska edycja Kongresu w Krakowie – podobnie jak spotkania w Pradze (2008 r.) i Bratysławie (2009 r.) – koncentrować się będzie na istotnych zagadnieniach rynku gazu ziemnego w krajach członkowskich Grupy Wyszehradzkiej V4. W sesjach plenarnych planowany jest udział wysokich rangą przedstawicieli branży gazowniczej z krajów Grupy V4, a także Rosji, Ukrainy i Białorusi, co umożliwi szersze spojrzenie na omawiane tematy.

W programie Kongresu przewidziane są cztery sesje plenarne i dyskusje panelowe w następujących blokach tematycznych:

- Kraje Grupy V4 w kontekście nowych europejskich projektów inwestycyjnych
- Regulacja rynków gazowych w krajach Grupy V4 i na innych rynkach
- Realizacja II Dyrektywy Gazowej a perspektywy wykonania III Dyrektywy Gazowej
- Marketing gazu ziemnego wobec rozwoju odnawialnych źródeł energii

Szczegółowe informacje nt. programu Kongresu i formularze zgłoszeniowe będą dostępne na [www.igg.pl](http://www.igg.pl) i stronach internetowych organizacji gazowniczych krajów Grupy V4.

**Izba  
Gospodarcza  
Gazownictwa**



# Nowe rozporządzenie systemowe

Kamil Iwicki, Sławomir Lizak

Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego ma podstawowe znaczenie dla sektora gazu ziemnego w Polsce, bowiem doprecyzowuje reguły dotyczące funkcjonowania rynku.

Prace nad projektem znajdują się obecnie w ostatniej fazie, tj. został on notyfikowany Komisji Europejskiej w celu zbadania jego zgodności z prawem wspólnotowym. 3 maja br. upływa wyznaczony przez KE okres obowiązkowego wstrzymania prac legislacyjnych. Wówczas, jeśli nie zostaną zgłoszone zastrzeżenia, Minister Gospodarki będzie mógł podpisać rozporządzenie.

Projekt rozporządzenia systemowego stanowi wykonanie delegacji ustawowej zawartej w art. 9 ust. 1 ustawy „Prawo energetyczne”<sup>1</sup>. Rozporządzenie to uchyli dotychczas obowiązujące rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 6 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieć<sup>2</sup> (dalej „rozporządzenie przyłączeniowe”).

Potrzeba opracowania nowego rozporządzenia jest rezultatem zmian w sektorze gazu ziemnego, które są efektem członkostwa Polski w Unii Europejskiej. Wprowadzona przez prawo wspólnotowe zasada rozdziału obrotu i przesyłu wymusiła powstanie nowych podmiotów na rynku gazu, a także nowych rodzajów działalności. Dotychczas obowiązujące rozporządzenie przyłączeniowe nie odpowiadało więc obecnej sytuacji na rynku gazu.

Zakres przedmiotowy nowego rozporządzenia systemowego jest znacznie szerszy niż uchylanego rozporządzenia przyłączeniowego. Dotychczas obowiązujące rozporządzenie szczegółowo reguluje jedynie kwestie związane z przyłączeniem do sieci. Ogólnikowo określono w nim także zagadnienia związane z prowadzeniem obrotu paliwami gazowymi, świadczeniem usług przesyłowych, prowadzeniem ruchu sieciowego oraz parametrami jakościowymi paliw gazowych. Należy zwrócić uwagę, że w obecnie obowiązującym rozporządzeniu brakuje przepisów dotyczących świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, a także magazynowania i skraplania gazu ziemnego, co z pewnością nie odpowiada potrzebom obecnie funkcjonującego rynku gazu w Polsce.

W rozporządzeniu systemowym uregulowano znacznie szerszy zakres spraw. Zgodnie z delegacją ustawową, określono między innymi:

- 1) warunki przyłączenia do sieci,
- 2) sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi,
- 3) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego,
- 4) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu gazowego,
- 5) warunki współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi,
- 6) parametry jakościowe obsługi odbiorców.

Jedną z najważniejszych kwestii uregulowanych w rozporządzeniu systemowym jest określenie procedury przyłączenia do sieci. Zaznaczyć należy, że w tym zakresie nie zostały zmienione główne zasady ustanowione w dotychczas obowiązujących przepisach.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie będzie musiał złożyć wnioski o określenie warunków przyłączenia do przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci chce być podłączony. Przyłączenie będzie mogło nastąpić jedynie po spełnieniu warunków przyłączenia wydanych przez przedsiębiorstwo energetyczne. Zgodnie z przepisami ustawy „Prawo energetyczne”, przedsiębiorstwo energetyczne będzie mogło negatywnie rozpatrzyć wnioski w przypadku, gdy nie istnieją techniczne lub ekonomiczne warunki przyłączenia. W takim przypadku, w myśl projektowanych przepisów rozporządzenia systemowego, przedsiębiorstwo będzie obowiązane niezwłocznie powiadomić wnioskodawcę o odmowie wydania warunków przyłączenia, a na jego żądanie poinformować go także o działaniach, które muszą być podjęte, aby przyłączenie stało się możliwe. Dzięki omawianemu przepisowi wnioskodawcy będą mieli pełną jasność, czy i kiedy przyłączenie jest w ogóle możliwe. Pozwoli to na rozsądne planowanie inwestycji na posiadanej nieruchomości.

Z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia będą mogli wystąpić jedynie właściciele lub osoby posiadające inne tytuły prawne (np. użytkowanie wieczyste, dzierżawa, najem) do obiektu, który ma zostać podłączony do sieci. Podmioty nieposiadające żadnego tytułu prawnego do korzystania z obiektu będą jednak mogły wystąpić z wnioskiem o udzielenie informacji o możliwości przyłączenia. Informacja taka może być przydatna m.in. przy podejmowaniu decyzji o ewentualnym nabyciu obiektu.

W projektowanych przepisach dotyczących przyłączenia do sieci znalazły się także nowości. Przede wszystkim inaczej



Osuszalnia gazu w Maćkowicach.

podzielono podmioty ubiegające się o przyłączenie, a mianowicie ustanowiono trzy grupy przyłączeniowe:

- 1) grupa A – odbiorcy podłączani do sieci przesyłowych,
- 2) grupa B – odbiorcy przyłączani do sieci dystrybucyjnych,
- 3) grupa C – przedsiębiorstwa energetyczne.

Grupę B dodatkowo podzielono ze względu na kryterium wielkości poboru gazu na odbiorców w gospodarstwach domowych i niewielkich odbiorców przemysłowych oraz pozostałych odbiorców. Taki podział umożliwił zróżnicowanie wymogów formalnych w procesie ubiegania się o przyłączenie w zależności od rodzaju sieci, do której podmioty mają być przyłączane, oraz rodzaju odbiorów. Najłagodniejsze wymogi będą obowiązywały, oczywiście, małych odbiorców. Dla tej grupy wnioskodawców sporym ułatwieniem, a jednocześnie oszczędnością, powinno być zniesienie obowiązku dołączania mapy terenu do wniosku o wydanie warunków przyłączenia – po wejściu w życie nowych przepisów wystarczy jedynie szkic sytuacyjny. Kolejną zmianą jest skrócenie terminów, w których przedsiębiorstwo energetyczne powinno warunki przyłączenia.

W rozdziale dotyczącym prowadzenia obrotu paliwami gazowymi znalazły się przepisy dotyczące zmiany sprzedawcy. Prawo do zmiany sprzedawcy przyznaje odbiorcy znówelizowany art. 4j ustawy „Prawo energetyczne”. W rozporządzeniu systemowym w tej kwestii określono jedynie „proceduralne” aspekty. Wskazano m.in., że nowy sprzedawca będzie miał obowiązek poinformowania dotychczasowego sprzedawcy, a także operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży paliw gazowych. Obowiązkiem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją będzie natomiast dokonanie odczytu urządzeń pomiarowych, przekazanie wyników pomiaru dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy, a także opublikowanie procedury zmiany sprzedawcy na swoich stronach internetowych.

W projekcie rozporządzenia określono zasady świadczenia usług przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowych oraz skraplania i regazyfikacji. W odniesieniu do usług przesyłania i dystrybucji precyzyjnie uregulowano zasady składania zgłoszeń zapotrzebowania, co powinno pozwolić operatorom na bilansowanie swoich systemów i zapewnienie ich

bezpiecznego funkcjonowania. Szczegółowo uregulowano także zasady bilansowania systemu przesyłowego. Zgodnie z nowymi przepisami, system przesyłowy będzie musiał być bilansowany w jednostkach energii. Obowiązek bilansowania systemu przesyłowego w jednostkach energii został wprowadzony rozporządzeniem nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego<sup>3</sup>. Dotychczas jednak przepis ten nie był w Polsce wypełniany. Wymogu takiego nie wprowadzono odnośnie do systemów dystrybucyjnych. Wydaje się jednak, że w przyszłości przejście zarówno operatorów systemów przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, na bilansowanie systemu i rozliczanie się w jednostkach energii, jest nieuniknione.

W rozporządzeniu określono także wiele zadań przedsiębiorstw energetycznych, związanych m.in. z koniecznością zapewnienia bezpiecznej pracy systemu gazowego, zapobieganiem powstawaniu ograniczeń na sieciach gazowych, a także ze standardami jakościowymi obsługi odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne powinny więc na bieżąco likwidować awarie systemu, modernizować sieci lub instalacje, powiadamiać użytkowników o planowanych przerwach w pracy sieci lub instalacji, rozpatrywać wnioski lub reklamacje odbiorców w terminie 14 dni, odczytywać liczniki oraz umożliwiać sprawdzenie parametrów jakościowych dostarczanego gazu.

Ponadto, w nowym rozporządzeniu rozbudowano przepisy dotyczące jakości gazu. Precyzyjnie ustalono parametry jakościowe paliw gazowych, miejsce i częstotliwość wykonywania pomiarów oraz zasady kontroli jakości dostarczanego gazu. Tak szczegółowe przepisy są rezultatem licznych skarg odbiorców na jakość dostarczanego gazu, które służyły do Ministerstwa Gospodarki. Wprowadzone normy powinny spowodować, że do odbiorców będzie docierał gaz odpowiedniej jakości.

Ustanowiona zostanie także procedura kontroli prawidłowości działania układu pomiarowego. Odbiorca będzie miał możliwość zażądania laboratoryjnego sprawdzenia licznika. Jednak jeżeli wyniki badania wskażą, że układ działał prawidłowo, kosztami badania zostanie obciążony odbiorca.

W trakcie konsultacji społecznych, którym poddano projekt przedmiotowego rozporządzenia, zgłaszano wiele postulatów dotyczących reformy zasad funkcjonowania sektora gazu ziemnego. Podkreślić jednak należy, że zasady takie zostały określone w ustawie „Prawo energetyczne”. W polskim porządku prawnym nie jest możliwe zmienianie w drodze rozporządzenia zasad ustawowych. Rolą omawianego rozporządzenia jest więc raczej wprowadzenie przepisów o charakterze technicznym oraz proceduralnym, a nie reforma sektora gazowego. Do dyskusji nad kształtem polskiego rynku gazu powrócimy podczas prac nad ustawą „Prawo gazowe”, które rozpoczęły się w Ministerstwie Gospodarki. ■

Autorzy są pracownikami Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

<sup>1</sup> DzU z 2006 r., nr 89, poz. 625 z późn. zm.

<sup>2</sup> DzU z 2004 r., nr 105, poz. 1113.

<sup>3</sup> DzU L. 289 z 3 listopada 2005 r., strony 1–13.

# Kontrakt pod presją na własne życzenie

Andrzej Sikora

Przełom roku 2009/2010 to bardzo gorące debaty mediów i polityków wokół braku dostaw rosyjskiego gazu do Polski. Tym razem przerwane przez zawarte w styczniu w Moskwie porozumienie polsko-rosyjskie w sprawie dostaw gazu.

10 lutego 2010 roku zarząd, a następnie rada nadzorcza PGNiG SA zaakceptowały pakiet uzgodnień zawartych w trójstronnym porozumieniu pomiędzy PGNiG SA, OAO Gazprom Export oraz EuRoPol GAZ. Do dziś, mimo różnych komunikatów, nie mamy formalnie potwierdzenia stron: ani rosyjskiej, ani polskiej – o wejściu w życie umowy, a termin podpisania porozumień międzyrządowych nie jest publicznie znany.

Mając nadzieję, że nie nastąpi kolejne zdarzenie polityczne lub biznesowe, które „wywróci” paraflowane już przez strony uzgodnienia, chcę się pokusić o kilka refleksji. I proszę nie traktować ich w charakterze ocen. Na nie przyjdzie czas w przyszłości.

Czy i jaki mamy problem gazowy? Chcę wyraźnie podkreślić, że – według mnie – problem jest przede wszystkim polityczny, a dopiero później gospodarczy. I nie gazowy, a energetyczny. Słowo „polityczny” i „energetyczny” postrzegam w kontekście pracy doktorskiej Putina i wpływającej z niej wprost nowej strategii energetycznej Rosji, szczególnie w kwestii dostępu do końcowych odbiorców, dostaw surowców i produktów przerobu ropy naftowej. Tematu tego nie można dziś rozważać, nie biorąc pod uwagę zasadniczej zmiany w stosunkach politycznych Rosja–USA.

Prosperity surowcowe do 2008 r. sprawiło, że rezerwy walutowe Rosji wzrosły nie wiele- a setkrotnie. Rosja zaczęła zajmować pozycję mocar-

stwa, już nie tylko *stricte* militarne, ale na pewno energetycznego, a każdy europejski czy amerykański koncern energetyczny zabiegał o to, aby być obecnym w Rosji. Wtedy w Rosji zaczęto przeddefiniowywać politykę energetyczną w tym zakresie.

Należy podkreślić, że według koncepcji „Strategii energetycznej Rosji do 2030 r.” pierwszego kryzysu należało oczekiwać latach 2009–2012, kiedy to miała się pojawić bariera braku konkurencyjnych mocy i produktów węglowodorowych i zarazem miała się załamać światowa koniunktura. A deklaracja ostatniego szczytu energetycznego Rosja–UE znad Amuru (!) oznacza przede wszystkim

dalszy bezpardonowy wzrost potężnego nacisku Rosji na zagranicznych partnerów, międzynarodowe rynki, w tym UE. Czy wobec presji politycznej była jakaś nowa alternatywa? Czy Polska mogła nie podpisać umowy?

Czy mając zawarte porozumienie, możemy coś zrobić szybko? Scenariusze, do których jesteśmy „na szybko” przygotowani, zawsze są te same – możemy zwiększyć wydobycie krajowe lub poszukać pośrednika, który dostarczy nam gaz – *via* Ukraina – do punktu zdawczo-odbiorczego w Drozdowiczach na naszej wschodniej granicy. Niestety, aby istotnie zwiększyć wydobycie, potrzeba dodatkowych decyzji politycznych, środków i czasu – około sześciu lat. Rozwiązaniem na teraz może być zatem kupowanie gazu od pośredników lub spełnienie w stworzonych przez siebie warunkach twardych żądań Rosji. PGNiG ma już w tym doświadczenie, bowiem Polska w sytuacjach nietypowych, kryzysowych, zawsze (za milczącą zgodą władarzy Gazpromu) kupowała gaz w ten sposób, ale może czas na otwarcie na Rosję, której bardzo doskwiera kryzys ekonomiczny i która szuka sytuacji kompromisowych nawet tam, gdzie do tej pory nie było o nich mowy. Może to czas na stworzenie takich warunków biznesowych, które

## Jesteśmy pod presją, ale w dużym stopniu sami sobie zgotowaliśmy ten los, ponieważ:

- ❑ polityka energetyczna „PEP2030” nie stawia na gaz jako na podstawowy surowiec energetyczny (ciągle ma nim być węgiel – i jestem ciekaw, jaką kolejną „pułapkę” zastawiamy na siebie, skoro w 2009 r. ponad 10% tego surowca pochodziło z importu, a środki na odbudowę poziomu wydobycia z lat poprzednich są niewystarczające);
- ❑ nieznana jest mi jakkolwiek prognoza spożycia gazu w Polsce do 2037 r. (Najdalej w prognozowaniu posunęła się ARE na zlecenie Ministerstwa Gospodarki – do 2030 w PEP2030). Jest również analiza EBI (Europejski Bank Inwestycyjny, „Analiza rynku gazu w Polsce do roku 2035”, sierpień 2008 r.), ale sprzed kryzysu i bez rzetelnej prognozy (porównaj uwagę zamieszczoną pod tekstem\*);
- ❑ działa polityka „stabilnej zmiany” – tak można nazwać plejadę przesów spółek energetycznych, ministrów, decydentów, których dane było poznać rosyjskiej stronie negocjacji w ostatnich latach. Taki brak ciągłości to znaczne osłabienie pozycji negocjacyjnej. Zresztą decyzja premiera Tuska z marca 2008 r. o samodzielnym objęciu przewodnictwa zespołu ds. bezpieczeństwa energetycznego była również odczytana przez wschodnie ośrodki opiniotwórcze jako zmiana lidera polsko-rosyjskich negocjacji;



Porównanie prognoz wydobycia, konsumpcji i importu netto gazu ziemnego dla rynku polskiego.

Wielkość – prognoza w mld m <sup>3</sup>	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Wydobycie gazu ziemnego Baseline 2007	4,33	3,56	3,44	3,33	3,11	3,00
Wydobycie gazu ziemnego ARE 2009	4,33	4,48	4,63	4,63	4,63	4,63
Wydobycie gazu ziemnego Baseline 2009	4,33	3,56	3,44	3,33	3,11	3,00
Konsumpcja gazu ziemnego Baseline 2007	13,75	15,68	18,60	21,21	23,72	25,90
Konsumpcja gazu ziemnego ARE 2009	13,75	13,33	14,44	16,33	17,89	19,11
Konsumpcja gazu ziemnego Baseline 2009	13,75	15,17	16,48	16,14	16,12	16,44
Import netto gazu ziemnego Baseline 2007	9,17	12,12	15,15	17,88	20,61	22,90
Import netto gazu ziemnego ARE 2009	9,17	8,92	9,94	11,60	13,37	14,53
Import netto gazu ziemnego Baseline 2009	9,17	11,62	13,04	12,81	13,01	13,44

Źródło: Obliczenia własne ISE na podstawie modeli PRIMES Baseline 2009 i Baseline 2007 oraz prognozy ARE.

otworzą możliwość dialogu na warunkach działania nie pod presją?

Piszę teraz o tym wszystkim, bo – według mnie – to nie Gazprom zaskoczył na Polskę pułapką, ale sami sobie to zrobiliśmy, a Gazprom, wykonując dyrektywy z Kremla, znakomicie wykorzystuje wszystkie stwarzane przez nas samych sytuacje, implementując swoją politykę wobec UE.

W kontekście parafowanych porozumień, nauka płynąca z zeszłorocznego kryzysu styczniowego Rosja–Ukraina jest następująca: istniejący „europejski system” zaopatrzenia w gaz ziemny z dużą trudnością, ale udowodnił, że może być odporny na nagłe od-

cięcie dostaw od wiodącego dostawcy, czyli krajów byłego Związku Radzieckiego (głównie Rosji). Ale sytuacja zmienia się dramatycznie na niekorzyść na przykład podczas zimniejszej lub bardzo długiej i ciężkiej zimy. Katastrofa już rok temu była blisko. Przestrzegam o tym wielokrotnie Michał Szubski, prezes PGNiG SA, już w czerwcu 2009 r. Mirosław Dobrut, wiceprezes PGNiG SA, wskazywał na możliwą lukę podaży około 500–700 mln m<sup>3</sup>. Jak zwykle, operatorzy są ofiarami braku konsensusu politycznego, w sumie w dość prostej kwestii.

I nie jest to niespodzianką, że w większości krajów środkowej i wschodniej

Europy, w tym głównie Polski, obserwuje się – w wyniku kryzysu 2009 r. – narastający niepokój, że kontraktowe dostawy gazu ziemnego zostają zerwane, ale ze względu na to, że dzieje się to w wyniku wewnętrznych kłótni pomiędzy ukraińskimi politykami albo pomiędzy dwoma krajami byłego Związku Radzieckiego, pojawiające się zagrożenie pozostaje poza kontrolą UE.

Co więcej, prawdopodobnie tylko Polska, i raczej nikt inny, nie został tak dostatecznie zraniony, aby rozpocząć poważne negocjacje i konieczną? wymuszoną? przyszłą? współpracę. ■

Warszawa, 17 marca 2010 r.

*Autor jest prezesem Instytutu Studiów Energetycznych.*

- ❑ działa polityka ciągłej zmiany prawa energetycznego – niekoniecznie idą one w kierunku urynkwienia i zliberalizowania rynku gazu, w tym zaostrzenia przepisów co do konieczności magazynowania gazu importowanego na terytorium Polski (taki przepis ze wszystkich krajów UE ma jeszcze tylko słoneczna Italia);
- ❑ brak dotychczas stworzenia możliwości na połączenia gazowe z Unią Europejską – izolacjonizm infrastrukturalny;
- ❑ istnieje nieartykułowana polityka blokowania „z zasady” wszelkich gazowych inwestycji rosyjskich, również tych poza granicami Polski (jak Nord Stream), ale również brak inwencji i działania komercyjnego w tego typu inwestycjach ze strony Polski;
- ❑ mamy zbyt mały rynek. Przedmiotowy wolumen ewentualnych dodatkowych dostaw z Rosji – 700 mln m<sup>3</sup> (czy nawet przejście całego wolumenu po RusUkrEnergo) to w dalszym ciągu wolumen mniejszy niż deklarowane straty na przesyłanie gazu w Federacji Rosyjskiej, co wynika z faktu, że praktycznie nie ma rynku gazu jako surowca dla energetyki zawodowej;
- ❑ polityka regulatora (w znacznej mierze polityka rządu, któremu URE podlega) nie promuje działalności komercyjnej – co najmniej na rynku dużych odbiorców;
- ❑ brak zainteresowania ze strony największych odbiorców (PKN ORLEN, zakłady wielkiej syntezy chemicznej) zmianą funkcjonowania rynku gazu – mając tego samego właściciela co PGNiG (czyli Skarb Państwa), czuły się „zwolnione” z racjonalnego (rynkowego) myślenia o swoim podstawowym surowcu (a to przecież około 30% rocznego spożycia krajowego).

*\* Zużycie gazu w Polsce – według wszelkich prognoz – będzie wzrastało, ale w zdecydowanie różnym tempie. Prognoza Uniwersytetu Ateńskiego z 2007 roku wskazuje niemalże na podwojenie konsumpcji gazu w Polsce (+88%) do roku 2030 ze średnioroczną stopą wzrostu sięgającą 2,8%. Prognoza ARE zakłada jedynie 40-procentowe zwiększenie (CAGR 1,44%), a najnowszy PRIMES zaledwie 20-procentowy przyrost (CAGR 0,8%). Wynikowo prognozowana wielkość importu netto gazu do Polski również wykazuje dużą zmienność: od 13–14 mld m<sup>3</sup>/rok w Baseline 2009, poprzez 15–16 mld m<sup>3</sup> rocznie w prognozie ARE, do 23–24 mld m<sup>3</sup>/rok w starszej wersji PRIMES. Biorąc pod uwagę dotychczasowe zastrzeżenia do aktualnego modelu PRIMES, naszym zdaniem najbardziej prawdopodobna jest projekcja ARE, być może, z jeszcze z większym potencjałem wzrostu konsumpcji, ale też produkcji – co oznaczałoby utrzymanie wolumenu importu na prognozowanym poziomie.*

# Niekończący się tor przeszkód

Adam Cymer

**J**eżeli w trybie pilnym nie zostaną przyjęte zdecydowane rozwiązania prawne ułatwiające rozbudowę infrastruktury mediów energetycznych, nie tylko nie ma szans na realizację programu inwestycyjnego zapisanego w rządowym dokumencie PE 2030, ale również na realizację III pakietu liberalizacyjnego przyjętego w UE w ubiegłym roku.

Przedstawiciele inwestorów – operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych mediów energetycznych i telekomunikacji, deweloperów, a także samorządów, od lat toczą boje o racjonalizację i uproszczenie przepisów regulujących procesy inwestycyjne. Wystarczy powiedzieć, że znana w tych środowiskach konferencja, nosząca wymowną nazwę „inwestorski tor przeszkód”, doczekała się XII edycji, a efekt jest następujący: w 1960 roku rozpoczęto budowę pierwszej nitki rurociągu „Przyjaźń” o długości 600 km, a uruchomienie rurociągu nastąpiło trzy lata później. W XXI wieku średni czas kompleksowej budowy odcinka linii NN o długości ok. 80 km wynosi 7–15 lat.

## Stan infrastruktury energetycznej w Polsce

jest znany od lat. Szczeciński *blackout* z 2008 roku kosztował firmy i instytucje 55 mln złotych. Nie wiemy jeszcze, ile będą kosztowały skutki tegorocznej zimy. W skali kraju, przez cały okres trwania awarii, wyłączonych zostało ponad 3200 linii średniego napięcia oraz niemal 28 500 stacji o średnim napięciu, co stanowiło ponad 10% wszystkich obiektów w kraju.

Mówi się o tym w sytuacjach nadzwyczajnych. Ale prawda jest taka, że przestarzałe technologie i zły stan techniczny bloków energetycznych (ponad 50% z nich ma powyżej 30 lat) oraz wszelkiego rodzaju sieci (średnia faktyczna dekapitalizacja sieci wynosi 70–80%) to problem o bardzo dużym znaczeniu dla prawidłowego funkcjonowania gospodarki.

Tylko w zakresie odtworzenia elektroenergetycznych sieci, modernizacji wymaga ponad 250 tys. km linii oraz ponad 95 tys. stacji. Nowe, planowane i już realizowane, przyłączenia do sieci wymagać będą budowy 650 km linii do 2015 roku. W przypadku rurociągów gazu ziemnego, w celu utrzymania bezawaryjnej pracy sieci przesyłowej konieczne jest niezwłoczne wykonanie w najbliższych latach inwestycji odtworzeniowych na około 400 km gazociągów przesyłowych i 2500 km gazociągów dystrybucyjnych oraz 440 obiektów. W ślad za przyjętym programem inwestycyjnym dla sektora gazowego, do 2015 roku należy wybudować 8600 km nowych sieci dystrybucyjnych. W przypadku infrastruktury do transportu ropy naftowej (34% sieci przesyłowej ma powyżej 40 lat, a kolejne 35% ma od 35 do 40 lat), ze względu na wiek i czas eksploatacji, infrastruktura będzie narażona na coraz większą awaryjność. Konieczna jest również wymiana przynajmniej 20% zdekapitalizowanych sieci ciepłowniczych, czyli około 3400 km rurociągów. Bilans potrzeb sektora energetycznego jest szokujący: w ciągu najbliższych sześciu lat powinno zostać zbudowane ponad 18 600 km

różnych linii i sieci kosztem ponad 26 mld złotych. Łącznie, do 2015 roku w rozwój energetyki powinny być zainwestowane środki w wysokości 135 mld złotych. Opinia przedstawicieli środowiska jest jednoznaczna – przy obecnych uwarunkowaniach prawnych jest to niemożliwe.

## Stan prawa regulującego inwestycje

znany jest jednak od lat, opisywany był w licznych raportach specjalistów, jak choćby w raporcie samorządów gospodarczych firm sektora energetycznego z 2008 roku, raporcie prof. Huberta Izdebskiego, przygotowanym na zlecenie firmy doradczej Ernst & Young z 2009 roku. Opracowania te jednoznacznie wskazują, że zmiana przepisów prawa wymaga zmian systemowych, obejmujących przede wszystkim przepisy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, przepisy środowiskowe, prawo budowlane oraz inne przepisy dotyczące realizacji inwestycji. I co? I nic. Powstał kolejny raport, z marca 2010 roku\*. Autorzy wracają do zasadniczych wątków poprzednich debat w zakresie stworzenia nowych rozwiązań prawnych ułatwiających realizację inwestycji infrastrukturalnych, *podkreślając, że nie nastąpiły zmiany w regulacjach prawnych, zmieniające istotnie warunki dostępu do istniejącej infrastruktury i jej rozbudowy. Autorzy zwracają jednocześnie uwagę, że w okresie od publikacji pierwszego raportu nastąpiło wiele zdarzeń mających wpływ na uwarunkowania rozwoju sektora energetycznego, w tym na planowany rozwój sieci. Należą do nich m.in. ustalenia szczytu energetycznego UE z 8 grudnia 2008 roku, a także ustalenia zawarte w „Polityce energetycznej Polski do 2030” roku, przyjętej w listopadzie 2009 roku, w tym odnoszące się do dywersyfikacji dostaw gazu i rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.* Z dokumentów tych jednoznacznie wynika, że rozbudowa sieci oraz infrastruktury towarzyszącej jest niezbędna dla niezakłóconego pokrycia zapotrzebowania, wyprowadzenia mocy z planowanych elektrowni jądrowych, farm wiatrowych i innych OZE oraz planowanych nowych krajowych źródeł gazu.

Podjęmowane do tej pory incydentalne, nieskoordynowane i wyrwykowe próby ograniczeń oddziaływania istniejących barier prawnych skutkują jeszcze większym chaosem prawnym i mnożą trudności interpretacyjne. By sprostać wyzwaniom inwestycyjnym najbliższych lat, konieczne jest wprowadzenie nowych rozwiązań prawnych. Obecnie może to zmienić już tylko

## ustawa specjalna.

Istnienie barier prawnych dla budowy infrastrukturalnych obiektów liniowych jest powszechnie znane, a co ważniejsze – faktycznie zdiagnozowane i potwierdzone. Dowodami przeprowadzonej diagnozy problemów i sposobu ich rozwiązania są specustawy związane z rozbudową dróg, przygotowaniem do EURO 2012 oraz niektórych inwestycji związanych z dywersyfikacją dostaw gazu ziemnego. A przecież takie same bariery prawne blokują rozbudo-

wę – znacznie ważniejszych dla niezakłóconego funkcjonowania państwa niż tylko dla zawodów piłkarskich – obiektów liniowych infrastruktury mediów energetycznych.

Często artykułowany argument „psucia prawa” przez specustawy jest nieprawdziwy, gdyż zakres przedmiotowy uchwalonych specustaw zmienia te same artykuły ustaw blokujących rozbudowę obiektów liniowych, a wnioskowane do uchwalenia specustawy rozszerzają zakres podmiotowy obiektów liniowych. Fakty te tylko potwierdzają istnienie barier prawnych rozbudowy obiektów liniowych w obowiązujących przepisach, a przecież udokumentowane znaczenie tych obiektów dla funkcjonowania państwa powinno być nie przesłanką, lecz wskazaniem do podjęcia natychmiastowych działań naprawczych w szerszej skali, obejmującej wszystkie inwestycje celu publicznego.

W obowiązującym stanie prawnym inwestycje o znaczeniu krajowym i regionalnym wymagają zgody oraz akceptacji władz gminnych do ich wprowadzenia do dokumentów planistycznych. Inwestor nie ma możliwości prawnych skutecznego oddziaływania na rady i zarządy gmin w zakresie wydawania koniecznych do realizacji inwestycji decyzji. Dotychczasowe doświadczenia wyniesione z budowy linii wskazują, że najbardziej czasochłonne i uciążliwe są:

- wprowadzenie inwestycji do studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego,
- negocjacje z właścicielami nieruchomości co do wysokości odszkodowań za służebność gruntową lub przesylu, których ceny jednostkowe za jeden hektar wahają się od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych. Żądania właścicieli nieruchomości (często nieuzasadnione) dochodzą do milionów złotych. Całkowite koszty pozyskania służebności gruntowej rosną i dziś stanowią 25–50% całkowitych kosztów budowy linii.

W wyniku zastosowania nowoczesnych technologii znacznie skrócono fazę wykonawczą budowy, obniżając tym samym uciążliwość dla środowiska. Znacznie natomiast wydłużeniu uległa faza pozyskiwania prawa do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane, która jest pięciokrotnie dłuższa od wykonawczej fazy budowy.

W świetle obowiązującego prawa oraz doświadczeń w realizacji inwestycji w różnych rejonach kraju formalne przygotowanie inwestycji stanowi najtrudniejszy element prac, trudny do zaplanowania i ścisłego harmonogramowania. Należy stwierdzić, że czas trwania procedur formalnoprawnych koniecznych do uzyskania pozwolenia na budowę może wynieść od prawie 10 miesięcy do nawet kilku lat w przypadku wykorzystania przez właścicieli procedur odwoławczych, dla których uzasadnieniem jest najczęściej niejednoznaczność przepisów i związana z tym dowolność interpretacyjna.

W przypadku przygotowania inwestycji według zasad ustalonych w specustawach, znacznie skróci się fazę procedur formalnoprawnych. **Jak wskazuje porównanie harmonogramów procesu inwestycyjnego według prawa i według specustaw, proces przygotowania inwestycji skraca się z 42 do 23 miesięcy.** Wprowadzenie w życie zapisów specustawy daje pewność planowania czasu trwania procesu inwestycyjnego, a co za tym idzie – także możliwość zmniejszenia nakładów finansowych.

W krajach tzw. starej Europy ochrona środowiska nie wzbudza większych emocji. A w Polsce? Praktyka w zakresie wypełniania

norm i wymagań przepisów środowiskowych wskazuje na wiele utrudnień w trakcie przygotowania inwestycji oraz wydłużający się czas oczekiwania na wymagane procedurami decyzje. Brakuje uregulowań prawnych, które usprawniłyby i skróciły czas postępowania odwoławczych. Z uwagi na fakt, iż w prognozie oddziaływania na środowisko dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* nie zidentyfikowano możliwych do szybkiego zastosowania zasadniczych alternatyw dla zarysowanych sposobów wdrażania i stymulowania pożądanych kierunków zmian sektora energetycznego w Polsce – jest prawdopodobne, że większość planowanych przez operatorów inwestycji liniowych będzie wymagała zgody Komisji Europejskiej na ingerencję w obszary Natura 2000.

Niezbędna wydaje się więc intensyfikacja działań, szczególnie Ministerstwa Środowiska, w kwestii wydania odpowiednich rozporządzeń wykonawczych do ustawy „Prawo ochrony środowiska”, a także szerokiego udostępniania zainteresowanym wszystkich informacji dotyczących obszarów sieci Natura 2000. Brakuje wytycznych wynikających z ustawy „Prawo ochrony środowiska”, które regulowałyby sposób realizacji inwestycji infrastrukturalnych na obszarach chronionych i w ich sąsiedztwie, zasady utrzymania infrastruktury na tych obszarach, brakuje także spójnego systemu informatycznego obejmującego zagadnienia obszarów Natura 2000 w odniesieniu do infrastruktury sieci energetycznych i gazowych.

Zasady pragmatycznego działania nakazują wypracowanie zasad równoważących interesy ochrony środowiska z interesami służącymi spełnieniu warunków funkcjonowania państwa i społeczeństwa – zgodnie z przyjętą w orzecznictwie zasadą: **nadrzędny ogólny interes publiczny jest ważniejszy od interesów wynikających z dyrektyw środowiskowych.**

Katalog najważniejszych spraw, które powinna uregulować ustawa specjalna jest znany. Ważna jest jednak decyzja, by rozpocząć procedowanie w tych sprawach jak najszybciej i najskuteczniej. Jedno jest przy tym pocieszające, że pewne inicjatywy już się pojawiły. Pierwszą i najważniejszą z nich było przygotowanie we wrześniu 2009 roku projektu założeń do projektu ustaw o korytarzach przesyłowych. Jest to szczególna regulacja poświęcona urządzeniom przesyłowym na podstawie podobnych, już sprawdzonych w praktyce, rozwiązań zawartych w ustawie o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie dróg publicznych. Podobnie jak w inwestycjach drogowych, system prawny rozbudowy urządzeń przesyłowych zostanie uproszczony i udrożniony. Jednocześnie zostanie wprowadzone instrumentarium umożliwiające rozwiązanie problemów wynikających z przeszłości – budowy urządzeń przesyłowych bez uregulowania tzw. prawa drogi, a także stworzenie rozwiązań umożliwiających z mocy prawa pozyskanie służebności przesylu za słusznym odszkodowaniem, w terminach ściśle ustawowych.

Chciałoby się wyrazić nadzieję, że wreszcie skończy się inwestorski tor przeszkód, a coraz bardziej realny kryzys energetyczny się nie ziści. ■

\* *Drugi raport o wpływie uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozbudowy infrastruktury liniowej sektora paliwowo-energetycznego decydującej o bezpieczeństwie energetycznym kraju przygotowany został w wyniku porozumienia następujących instytucji: OGP GAZ-SYSTEM S.A., Izba Gospodarcza Gazownictwa, PTPIREE, PSE Operator S.A., Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury ProLinea, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie oraz PERN „Przyjaźń” SA.*



# Standard techniczny ST-IGG-0501

**Maciej Witek**

Uregulowania techniczne zawarte w Polskich Normach mają postać ogólną, w dużej mierze ograniczając się do ujednoczenia systematyki pojęciowej i unifikacji podstawowych parametrów, a zatem pozostaje miejsce na doprecyzowanie szczegółowych rozwiązań standaryzacyjnych na poziomie branżowym lub przedsiębiorstw. Przyjmując, że standard w technice jest zestawem parametrów, który zapewnia odpowiedni poziom jakości, bezpieczeństwa oraz unifikacji technologicznej, opracowanie szczegółowych norm branżowych dla stacji w sieciach gazowych staje się niezbędne. Niżej wyszczególnione normy zostały uznane za punkt wyjścia do opracowania nowych standardów technicznych dla polskiego przemysłu gazowniczego:

- PN-EN 12186:2004<sup>1</sup> *Systemy dostawy gazu – Stacje redukcji ciśnienia gazu w przesyle i dystrybucji – Wymagania funkcjonalne*;
- Norma Zakładowa PGNiG S.A.: ZN-G-4120:2004 *Stacje gazowe – Wymagania ogólne*;
- Norma zakładowa PGNiG S.A.: ZN-G-4121:2004 *System dostawy gazu – Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji – Wymagania*.



Gazomierz bez podgrzewania.

W latach 2008–2009 zespół specjalistów opracował standard w zakresie stacji gazowych w systemach dostawy gazu ziemnego ST-IGG-0501 *Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie – Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*, który w 2010 roku przeszedł uzgodnienia branżowe i 18.12.2009 został przyjęty przez Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa roku jako doku-

ment do dobrowolnego stosowania przez firmy zrzeszone w Izbie Gospodarczej Gazownictwa. Dodatkowo, w ramach pakietu standardów dotyczących stacji gazowych, zostały opracowane i są obecnie w uzgodnieniach branżowych następujące dokumenty:

- prST-IGG-0502 *Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiarów gazu na przyłączach – Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*;
- prST-IGG-0503 *Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiarów gazu na przyłączach – Wymagania w zakresie obsługi*.

W skład zespołu opracowującego nowe uregulowania techniczne weszli reprezentanci 14 firm, których profil działalności związany jest ze stacjami gazowymi oraz przedstawiciel Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych (PZITS).

Inwestorzy oraz projektanci stacji mogą wybierać przepustowości QD (m<sup>3</sup>/h w warunkach normalnych) z następującego standardowego szeregu: 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 30, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 300, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10 000, 12 500, 16 000, 20 000, 25 000, ..., 1 000 000 m<sup>3</sup>/h, co odpowiada aktualnym potrzebom polskiego przemysłu gazowniczego. W ST-IGG-0501:2009 podano wymagania dla systemu redukcji ciśnienia oraz systemu ciśnieniowego bezpieczeństwa, stosowanych w stacjach gazu ziemnego w przesyle i dystrybucji. Wyraźne rozgraniczenie tych pojęć wynika z PN-EN 12186:

- system redukcji ciśnienia zapewnia, że ciśnienie w układzie wyjściowym jest utrzymywane w wymaganych granicach;
  - system ciśnieniowego bezpieczeństwa, który zapewnia, iż niezależnie od systemu redukcji ciśnienia, na wyjściu nie przekroczy ono wartości bezpiecznych.
- Urządzenia systemu redukcji ciśnienia stanowią:
- reduktor roboczy – reduktor ciśnienia gazu służący do obniżania ciśnienia wejściowego gazu do ciśnienia wyjściowego i utrzymywanie jego wartości na zadanym poziomie, z dokładnością regulacji AC wg PN-EN 334:2005+A1:2009;
  - reduktor monitor pasywny – drugi reduktor, instalowany szeregowo z reduktorem roboczym, który w przypadku jego uszkodzenia przejmuje funkcję regulacji ciśnienia wyjściowego o wartości nastawionej wyższej od utrzymywanej przez reduktor roboczy;
  - reduktor monitor aktywny – drugi reduktor, instalowany szeregowo z reduktorem roboczym, obniżający

wstępnie ciśnienie wejściowe na stację do nastawionego poziomu pośredniego, stanowiącego ciśnienie wejściowe dla reduktora roboczego (regulacja dwustopniowa ciśnienia).

Maksymalne ciśnienie nastawy dla systemu redukcji ciśnienia, w funkcji MOP gazociągu wychodzącego ze stacji, zaczerpnięto z PN-EN 12186:2004 określoną jako wartość:

- maksymalnego ciśnienia roboczego  $MOP_{wyj}$ , którego wartość w warunkach roboczych może być przekroczona o tolerancje podane w standardzie, jedynie ze względu na dynamikę pracy reduktora roboczego;
- tymczasowego ciśnienia roboczego (TOP), w przypadku zastosowania reduktora monitora;
- maksymalnego ciśnienia przypadkowego MIP; jeśli zastosowany w stacji system alarmowy sygnalizuje przejście sterowania od reduktora roboczego przez reduktor monitora, to dla nastawy monitora może być wzięte ciśnienie odniesienia MIP (zamiast TOP).

Jeśli chodzi o system ciśnieniowego bezpieczeństwa, to jedynymi jego elementami są zawory szybko zamykające (niezależne funkcjonalnie od reduktorów), których działanie ma na celu nagłe odcięcie przepływu gazu, w przypadku wystąpienia po stronie wyjściowej ciągu redukcyjnego wartości ograniczonej maksymalnym ciśnieniem przypadkowym (MIP), z uwzględnieniem klasy dokładności zaworu AG według PN-EN 14382:2008. Należy podkreślić, iż wydmuchowy zawór upustowy o przepustowości 2% ciągu redukcyjnego nie stanowi urządzenia systemu ciśnieniowego bezpieczeństwa, lecz ma na celu upuszczenie gazu z układu rurowego będącego pod ciśnieniem zbliżającym się do wartości nastawy zaworu szybko zamykającego. Jest to dodatkowa ochrona przed zadziałaniem zaworu szybko zamykającego skutkującego wyłączeniem ciągu redukcyjnego stacji gazowej. Ze względu na emisję metanu do atmosfery zaleca się rezygnację z upustowych zaworów wydmuchowych o przepustowości 2% ciągu redukcyjnego, których stosowanie dopuszczone jest wg ST-IGG-0501:2009 w kilku szczególnych przypadkach:

- stacja redukcyjna zasila instalację odbiorczą o ruchu przerywanym, np. w której palnik nadmuchowy pracuje ze 100-procentową wydajnością, po czym następuje jego wyłączenie;
- system ciśnieniowego bezpieczeństwa typu C wyposażony jest w dwa zawory szybko zamykające;
- układy rurowe lub urządzenia są ograniczone zamkniętą armaturą, w których na skutek wzrostu temperatury mogłoby wzrosnąć ciśnienie ponad dopuszczalny poziom.

W nowo przygotowanych standardach technicznych IGG proponuje się ograniczenie możliwości wyboru systemu sterowania ciśnieniem w stacjach redukcyjnych gazu ziemnego z czterech wariantów podanych w ZN-G-4120:2004, do trzech następujących możliwości:

- Typ A – regulacji ciśnienia i/lub przepływu  $MOP_{wej} < 10$  MPa, na stacjach zainstalowanych wewnątrz systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego (wszystkich poziomów ciśnieniowych, w przypadku gdy nie występuje na stacji zmiana maksymalnych ciśnień roboczych pomiędzy wejściem a wyjściem ze stacji);



Gazomierz zimny.

- Typ B – stacji średniego oraz podwyższonego średniego ciśnienia;
- Typ C – stacji wysokiego ciśnienia.

Z systemu kontroli ciśnienia typu D wg normy ZN-G-4120 zrezygnowano zgodnie z ostatnią publikacją książkową dotyczącą stacji gazowych<sup>2</sup>, ze względu na ograniczenia środowiskowe, gdyż rozwiązanie to dopuszczało zastosowanie 100% zaworu bezpieczeństwa z upustem gazu ziemnego do atmosfery.

Poza tym nowy standard ST-IGG-0501 stanowi dostosowanie do aktualnego stanu techniki w zakresie wstępnego podgrzewania gazu w stacjach redukcyjnych, przyjmując założenie, iż oblodzenie zewnętrzne układów rurowych, armatury, a także niektórych urządzeń nie stanowi ograniczenia strumienia przepływu przez stację. W celu minimalizacji ryzyka powstawania oblodzeń wewnątrz urządzeń stacji redukcyjnej, w standardzie zaproponowane zostały tańsze inwestycyjnie oraz eksploatacyjnie rozwiązania alternatywne, takie jak podgrzewanie przewodów impulsowych i/lub pilotów reduktorów za pomocą promienników podczerwieni, elektrycznych taśm grzewczych lub innych efektywnych metod dopuszczonych do pracy w strefach zagrożenia wybuchem. Widok zewnętrzny urządzeń stacji gazowej pracującej w trybie zimnej redukcji we Francji przedstawiono na zdjęciu. ■

Dr inż. Maciej Witek, przewodniczący Komitetu nr 5 KST przy IGG, maciej.witek@is.pw.edu.pl

<sup>1</sup> Norma ustanowiona przez Polski Komitet Normalizacyjny, stanowiąca tłumaczenie dokumentu Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego CEN/CENELEC.

<sup>2</sup> W. Ratasiewicz, *Stacje gazowe w systemach dostawy gazu – poradnik*, Wydawnictwa Zarządu Głównego PZITS, Warszawa 2006.

# Inteligentne opomiarowania

## – stan aktualny

**Dariusz Dzirba**

Przypomnijmy, że systemy inteligentnego opomiarowania (*smart metering*) są systemami pozyskiwania i zarządzania danymi pomiarowymi dostarczającymi zarówno odbiorcom, jak i dostawcom bieżących i ciągłych informacji dotyczących zużycia i kosztu danego medium (np. elektryczności, gazu, wody, ciepła). Systemy takie w założeniu pozwalają na aktywną (tzn. mającą wpływ na optymalizację zużycia i ograniczenie kosztu) postawę odbiorcy danego medium, przekładającą się na możliwość optymalizacji zarządzania popytem (*Demand Side Management*).

Zaawansowaną formą zastosowania systemów inteligentnego opomiarowania są sieci inteligentne w elektroenergetyce, które w dynamiczny sposób mogą optymalizować/zmniejszać zużycie energii (a więc i jej produkcję, powodując ograniczenie emisji gazów), wykorzystując zmianę zachowania użytkowników, a w określonych sytuacjach traktując odbiorców indywidualnych jako dodatkowe, rozproszone źródła energii. Określa się to jako kreowanie tzw. prosumerów, czyli połączenie funkcji konsumentów i producentów.

Ustawodawstwo europejskie silnie promuje systemy inteligentnego opomiarowania (dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz dyrektywa 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego). Na mocy zapisów tych dyrektyw, do roku 2012 kraje członkowskie mają dokonać oceny zasadności wprowadzania systemów inteligentnego opomiarowania. Podkreśliśmy, że obowiązek powszechnego wprowadzenia systemów inteligentnego opomiarowania został uzależniony od wspomnianej wyżej oceny skutków wprowadzenia rozwiązania w danym państwie. Jako kryterium

mają być przyjęte prognozowane korzyści w zestawieniu z koniecznymi do poniesienia kosztami wdrożenia.

Zapisy wskazujące na zasadność stosowania inteligentnego opomiarowania znajdują się też w polskich dokumentach rządowych (Polityka Energetyczna Polski do roku 2030).

### Problemy i uwarunkowania związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania w Polsce

#### Kwestie techniczne/technologiczne:

- ustalenie standardów i wspólnej terminologii – w ustawodawstwie europejskim i polskim dotychczas nie wypracowano jednej spójnej definicji in-

teligentnego opomiarowania (oraz inteligentnych urządzeń pomiarowych, sieci inteligentnych), funkcjonalności tych urządzeń, standardów komunikacji itd.;

- odrębność/specyfika różnych mediów oraz zrozumiały i zasadny priorytet dla elektroenergetyki przekładają się na trudność w uzyskaniu synergii i stosowaniu identycznych bądź zbliżonych rozwiązań technicznych i funkcjonalnych w różnych branżach;
- konieczność współdziałania różnych technologii transmisyjnych i odczytowych;
- złożoność informatycznych mechanizmów zarządzania zasobami rozproszonymi oraz współdziałania różnych podsystemów;
- niezbędny wysoki stopień infrastruktury telekomunikacyjnej u wszystkich odbiorców, w tym powszechny dostęp do internetu.

#### Kwestie prawne i organizacyjne:

- ustalenie struktury rynku opomiarowania oraz zasad zarządzania danymi pomiarowymi;
- przesądzenie kwestii własności inteligentnych urządzeń pomiarowych, zasad ich wprowadzania oraz finansowania wymiany urządzeń pomiarowych;

(...) Państwa członkowskie zapewnią wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw gazu. Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka odbywa się w terminie do dnia 3 września 2012 r. (...)

(...) Należy umożliwić oparcie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych na ocenie gospodarczej. Jeżeli z oceny takiej wyniknie, że wprowadzenie tego rodzaju systemów pomiarowych jest racjonalne z gospodarczego punktu widzenia i opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia gazu, państwa członkowskie powinny móc to uwzględnić przy wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych. (...)

*Cytaty z Dyrektywy Gazowej*



- ustalenie zasad dostępu do danych pomiarowych, charakteru tych danych i ich bezwzględnej ochrony (zarówno na poziomie transmisji, jak i dostępu do danych archiwalnych);
- kwestie zapewnienia prywatności i bezpieczeństwa odbiorcom – systemy automatycznego odczytu (odczytując w sposób ciągły zużycie poszczególnych mediów w istocie monitorują zachowanie mieszkańców, np. ich zwyczaje, obecność/nieobecność w domu);
- różne oczekiwania w ramach branż na funkcjonalność systemów.

#### Kwestie ekonomiczne:

- ekonomia wdrożenia – pozytywna z globalnego i środowiskowego punktu widzenia, natomiast zróżnicowana (z uwagi na rozproszone korzyści), a w części negatywna z punktu widzenia poszczególnych interesariuszy (dostawcy mediów, klienci/odbiorcy, operatorzy, producenci, regulator) oraz sektorów (elektroenergetyka, gazownictwo itp.);
- rzadko spotykana skala wdrożenia (ok. 16 mln indywidualnych odbiorców prądu i ok. 6 mln indywidualnych odbiorców gazu); wdrożenia cząstkowe zwłaszcza w elektroenergetyce nie zapewniają uzyskania głównego efektu skali (sieci inteligentne);
- źródła finansowania – inwestycje i wdrożenia niezwykle kapitałochłonne zarówno z uwagi na skalę – jw., jak i koszt inteligentnych urządzeń po-

miarowych w zestawieniu z tradycyjnymi.

#### Inne problemy/rodzaje ryzyka:

- systemy inteligentnego opomiarowania są już wdrażane (w różnej skali) w państwach UE (w tym w Polsce); równoległe dopiero trwają prace (na poziomie UE, tzw. mandat M/441) nad standaryzacją rozwiązań (komunikacja, funkcjonalność) – może to powodować ryzyko wdrożeń rozwiązań odbiegających od przyjętych standardów;
  - nadmierny poziom standaryzacji może ograniczyć (poprzez wprowadzenie zbyt restrykcyjnych ograniczeń i zasad) swobodny i konkurencyjny rozwój urządzeń pomiarowych;
  - różnorodność już stosowanych oraz planowanych do wdrożenia technologii i rozwiązań w systemach inteligentnego opomiarowania zwiększa ryzyko nietrafionej inwestycji i utrudnia integrację poszczególnych podsystemów;
  - ekonomicznie i technicznie zasadna integracja systemów (dla różnych mediów) jest problematyczna do uzyskania w Polsce ze względów organizacyjnych;
  - kwestie społeczne związane z ograniczeniem liczebności służb odczytowych i konieczną zmianą kwalifikacji zatrudnionych pracowników.
- Działania związane z wprowadzaniem inteligentnego opomiarowania w Polsce stają się coraz bardziej intensywne.

W największej części dotyczą one elektroenergetyki – dziedziny, w której *smart metering* i sieci inteligentne mogą przynieść największe efekty. Zgodnie z zapowiedziami, do roku 2020 (niektóre deklaracje mówią nawet o roku 2016) systemy inteligentnego opomiarowania dla odbiorców indywidualnych mają być powszechnie wdrożone w polskiej elektroenergetyce. Wykorzystywać będą ogólnie dostępną szerokopasmową sieć łączności, która w najbliższych kilku latach ma objąć teren całego kraju. Problematyka inteligentnego opomiarowania jest promowana przez wiele instytucji i organów, w tym przez Komisję Gospodarki Sejmu RP i Urząd Regulacji Energetyki. W Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej utworzono zespół do realizacji programu „Inteligentne sieci energetyczne”. Projekt programu ma powstać do końca czerwca 2010 roku. Równoległe prace i analizy nad programem wdrożenia systemu w elektroenergetyce prowadzone są w PSE Operator i w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Z inicjatywy Krajowej Agencji Poszanowania Energii powstaje Krajowa Platforma Technologiczna sieci i systemów inteligentnego opomiarowania. Rozpoczynają się wdrożenia pilotażowe na dużą skalę (Energia Operator). Intensyfikacja i liczba działań w obszarze inteligentnego opomiarowania pozwalają przypuszczać, że nie jesteśmy już na etapie „czy wdrożyć”, ale „w jaki sposób i kiedy wdrożyć”, przynajmniej w odnie-



INVESTGAS S.A. kompleksowo realizuje projekty z zakresu magazynowania i transportu węglowodorów.

Specjalnością firmy jest:

- budowa i eksploatacja podziemnych magazynów gazu w strukturach geologicznych soli kamiennej,
- przygotowanie i prowadzenie inwestycji liniowych - budowa rurociągów i gazociągów wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

invest gas

GRUPA PGNiG

INVESTGAS S.A. 00-175 Warszawa, Al. Jana Pawła II 70, tel. (22) 860 05 00, fax. (22) 860 05 33, sekretariat@investgas.pl, www.investgas.pl

sieniu do sektora elektroenergetycznego. Wydaje się, że w tej kwestii decyzja już zapadła.

Nieco inna i bardziej złożona sytuacja jest w gazownictwie. Z uwagi na specyfikę sektora, możliwe do uzyskania korzyści są mniejsze niż w elektroenergetyce. Dodatkowym problemem jest fakt, że korzyści są rozproszone pomiędzy różnych interesariuszy systemu: klientów, sprzedawców gazu, dostawców gazu (spółki dystrybucyjne), producentów urządzeń. W gazownictwie mamy bardzo wielu drobnych indywidualnych odbiorców o niewielkim zużyciu gazu, wykorzystujących to paliwo wyłącznie do przygotowywania posiłków. Koszt inkasa i odczytu u tej grupy klientów, relatywnie duży w stosunku do uzyskiwanych przychodów, jest szczególnie wrażliwym elementem i każde powiększenie tego kosztu musi być starannie rozważone. Nie oznacza to bezwzględnego braku zasadności wprowadzenia takich rozwiązań. Konieczne jest natomiast uprzednie przeprowadzenie kompleksowej analizy efektywności wprowadzenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie zgodnie z przytoczonymi na wstępie zapisami Dyrektywy Gazowej. Analiza powinna dotyczyć skali wdrożenia, rozwiązań organizacyjnych, niezbędnych założeń standaryzujących, sposobu finansowania i efektów ekonomicznych. To złożone i kosztowne przedsięwzięcie. Z uwagi na obowiązywanie wykonania



Tłocznia gazu w Jarosławiu.

takiej oceny celowe wydaje się pozyskanie dodatkowego finansowania (środki zewnętrzne/pomocowe), tym bardziej że w ramach nadal obowiązującego prawa energetycznego nie ma możliwości uwzględnienia kosztów tej analizy w rozliczeniach taryfowych.

Systemy inteligentnego opomiarowania w swojej uproszczonej formie (tzw. system AMR – automatyczne odczyty liczników) są w gazownictwie wdrażane w wielu spółkach dystrybucyjnych jako rozwiązania pilotażowe. W swoich planach na bieżący rok spółki mają dalszy rozwój tych systemów. Byłoby celowe, aby wprowadzane w polskim gazownictwie rozwiązania cechowały określoną i wspólną funkcjonalność oraz elementarna spójność technologiczna (protokoły itp.). Z pewnością rozsądny poziom standaryzacji jest w interesie naszej branży.

Z drugiej strony, należy się liczyć z koniecznością współdziałania w zakresie systemów inteligentnego opomiarowa-

nia z innymi sektorami – zwłaszcza z elektroenergetyką. Im szybciej określimy nasze potrzeby i wymagania, tym bardziej wiarygodnym i potrzebnym partnerem w tym zakresie będziemy dla elektroenergetyki. Dodajmy, że obecnie systemy inteligentnego opomiarowania czy ich rozwinięte wersje – sieci inteligentne – są postrzegane wyłącznie w obrębie sektora elektroenergetycznego. Istnieje realne ryzyko, że wypracowane tam i przyjęte rozwiązania będą obowiązywać inne sektory, w tym gazownictwo, z wszelkimi tego konsekwencjami. To dodatkowy argument za jak najszybszym wypracowaniem miejsca i stanowiska sektora gazowniczego w odniesieniu do systemów inteligentnego opomiarowania. ■

**Dariusz Dzirba**

Departament Strategii PGNiG,  
przewodniczący Zespołu ds. SM  
przy IGG



**Zakład Remontowy  
Urządzeń Gazowniczych Sp. z o.o.  
w Pogórskiej Woli** to firma funkcjonująca  
na polskim rynku od prawie 50 lat.  
Od początku swego istnienia działa  
w strukturach Polskiego Górnictwa Naftowego  
i Gazownictwa SA.

Spółka ma bogate doświadczenie  
w branży gazowniczej. Idąc z duchem czasu,  
nieustannie inwestuje w nowe technologie,  
a także projektuje innowacyjne rozwiązania  
mające zastosowanie w przedmiocie  
działalności firmy. Dzięki rzetelności i jakości  
wykonywanych usług ZRUG Sp. z o.o.  
w Pogórskiej Woli uznawany jest  
za wiarygodnego partnera handlowego.

**ZRUG Sp. z o.o.**  
ul. Gdyńska 45,  
61-016 Poznań,  
tel. 61 650 08 57,  
fax 61 878 01 20  
[www.zrug.com.pl](http://www.zrug.com.pl)

# Gaz i wielka chemia

**Jerzy Majchrzak, Andrzej Schoeneich**

Zimowe ograniczenia dostaw gazu dla zakładów wielkiej syntezy chemicznej były nagłaśniane medialnie, ale nie one są zagrożeniem dla istnienia tego sektora. I nie są przedmiotem żadnego konfliktu z sektorem gazowniczym, jak twierdzą niektórzy.

Wręcz przeciwnie. Dramatyczna sytuacja na rynku nawozowym w ubiegłym i w tym roku sprawiła, że przedstawiciele sektora ciężkiej chemii i gazownictwa wspólnie postanowili dokonać analizy sytuacji, bo widmo plajty branży nawozowej w Polsce jest zagrożeniem dla obu tych sektorów gospodarki.

Kryzys 2009 roku spowodował gwałtowne zmiany na europejskim rynku gazowym. Wskutek recesji i spadku popytu, na rynku spotowym pojawiły się ogromne ilości gazu dwukrotnie tańszego niż ten z kontraktów długoterminowych. Potentaci w segmencie nawozowym – norweska Yara International ASA, lider międzynarodowego rynku nawozowego, ale także koncerny niemieckie – zakupiły duże ilości tego taniego surowca i rozpoczęły wojnę cenową. A więc tym razem to nie dumping cenowy krajów dawnego Związku Radzieckiego, a firm zachodnich, rozłożył europejski rynek nawozowy i polskie firmy nagle go straciły.

Polskie nawozy wyparte zostały z rynku nie dlatego, że nagle straciły uznanie odbiorców. Po prostu przegrywały cenowo. Jedną z podstawowych tego przyczyn jest fakt, że sektor gazowniczy w Polsce, z braku połączenia z europejską siecią gazową, nie mógł skorzystać z atrakcji cen na spocie. Trudno mieć jednak pretensje do gazownictwa, że nie dysponuje jeszcze infrastrukturą podobną do zachodniej. Jest to jednak powód, by spojrzeć nie tylko na sytuację w sektorze wielkiej syntezy chemicznej, ale także w samym gazownictwie.

Z inicjatywy Izby Gospodarczej Gazownictwa i Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego powołano zespół ekspertów, który poddał szerokiej analizie funkcjonowanie obu sektorów. Wnioski nie są budujące. I wcale nie dlatego, że rozwiązania wymagają sprawy techniczne, na przykład uregulowanie ciągłości dostaw gazu dla zakładów nawo-

wych w okresie ciężkiej zimy. Okazuje się, że to nie jest żaden problem. Problemem są rozwiązania systemowe, które pozwolą gazownictwu i zakładom chemicznym funkcjonować podobnie jak ich europejskim konkurentom.

Kluczową kwestią jest analiza barier prawnych hamujących efektywne wykorzystanie gazu ziemnego w przemyśle, zwłaszcza w sektorze wielkiej syntezy chemicznej (WSCh). Gaz ziemny jest tu wykorzystywany nie jako nośnik energetyczny, ale jako główny surowiec i podstawowe źródło wodoru do produkcji amoniaku, który z kolei jest podstawowym półproduktem do wytwarzania nawozów azotowych. Wartościowy udział gazu ziemnego w cenie sprzedaży nawozów wynosi 40–60% i jest to wskaźnik osiągnięty po okresie modernizacji instalacji nawozowych w polskich zakładach, które w porównaniu z konkurencją charakteryzują się niską energochłonnością oraz niskim wskaźnikiem zużycia gazu ziemnego. Mimo to przy różnicach ceny tego surowca w kontraktach długoterminowych pomiędzy Polską a całym rynkiem europejskim, opłacalność produkcji nawozowej dramatycznie spadła, a nawet istnieje wysokie ryzyko zupełnego braku jej rentowności. Obecnie obowiązujące przepisy uniemożliwiają podjęcie skutecznych działań łagodzących tę sytuację.

Ponadto, od co najmniej dwóch sezonów obserwowany jest w Europie trend odchodzenia od ustalania cen w kontraktach długoterminowych na dostawy gazu ziemnego na podstawie indeksacji do cen ropy naftowej czy produktów ropopochodnych. Dlatego ceny gazu ziemnego w hubach gazowych Europy (Zeebrugge, Baumgarten itp.) są znacząco niższe niż te, które oferuje obecnie w swoich taryfach PGNiG SA.

Obecnie większość państw członkowskich Unii Europejskiej zdecydowała się na daleko idącą deregulację rynku gazu. Korzystając z doświadczenia tych państw, i uwzględniając krajowe uwarunkowania, postulujemy stopniowe wprowadzanie deregulacji zasad obrotu gazem na rynku krajowym. Mając na uwadze bieżące ograniczenia krajowego rynku gazu, zwłaszcza brak rynku gazu funkcjonującego w takiej formie

jak chociażby na rynku elektroenergetycznym, uważamy, iż deregulacja powinna dotyczyć przede wszystkim dostaw gazu do największych odbiorców przemysłowych.

Konieczne jest wprowadzenie możliwości zwolnienia przedsiębiorstw obrotu paliwami gazowymi z obowiązku zatwierdzania cen dla odbiorców instytucjonalnych w przypadku, kiedy zarówno przedsiębiorstwo obrotu, jak i użytkownik gazu wyrażą taką wolę. Umożliwi to przedsiębiorstwom obrotu wejście na rynek klientów instytucjonalnych z ofertą niestandardową, w ramach której sprzedaż gazu odbywałaby się na warunkach rynkowych, co jest postulatem zarówno przedsiębiorstw sektora chemicznego, jak i potencjalnych inwestorów zainteresowanych inwestycjami w elektrownie zasilane gazem ziemnym.

Zwracamy również uwagę na konieczne działania w obszarze regulacji podatkowych, a konkretnie na projekt ustawy „Prawo akcyzowe”, który ma objąć gaz ziemny wykorzystywany w przemyśle do produkcji nawozów sztucznych w zakładach tzw. WSCh. Zgodnie z art. 4 dyrektywy Rady 2003/96/WE, produkty energetyczne podwójnego zastosowania nie podlegają regulacji dyrektywy, dlatego wnosimy o wyłączenie gazu zużywanego w ramach tzw. podwójnego zastosowania, spod opodatkowania.

Postulaty ekspertów obu izb gospodarczych skierowane zostały do Ministerstwa Gospodarki, ale – jak na razie – pozostały bez odpowiedzi. Szkoda. Przedstawiciele sektorów – nawozowego i gazowniczego – deklarują wolę daleko idącej współpracy w poszukiwaniu rozwiązań. Do tego stopnia, że zakłady chemiczne gotowe są przeanalizować konieczność finansowego zaangażowania się w nowe inwestycje infrastrukturalne (gazociągi i magazyny), a sektor gazowniczy poszukiwać będzie możliwości urynkowania cen gazu dla zakładów chemicznych. Potrzebne jest zatem aktywne włączenie się resortu gospodarki w poszukiwanie takich rozwiązań! Przecież bez tej współpracy i radykalnych zmian regulacyjnych, ratujących polski przemysł nawozowy, może okazać się, że Ministerstwo Skarbu Państwa będzie musiało wycofać ze swej oferty prywatyzacyjnej deficytowe zakłady wielkiej syntezy chemicznej. ■

*Jerzy Majchrzak, dyrektor PIPC, i Andrzej Schoeneich, dyrektor IGG, są członkami zespołu ekspertów obu izb.*



# Na taką zimę gazownictwo czekało latami

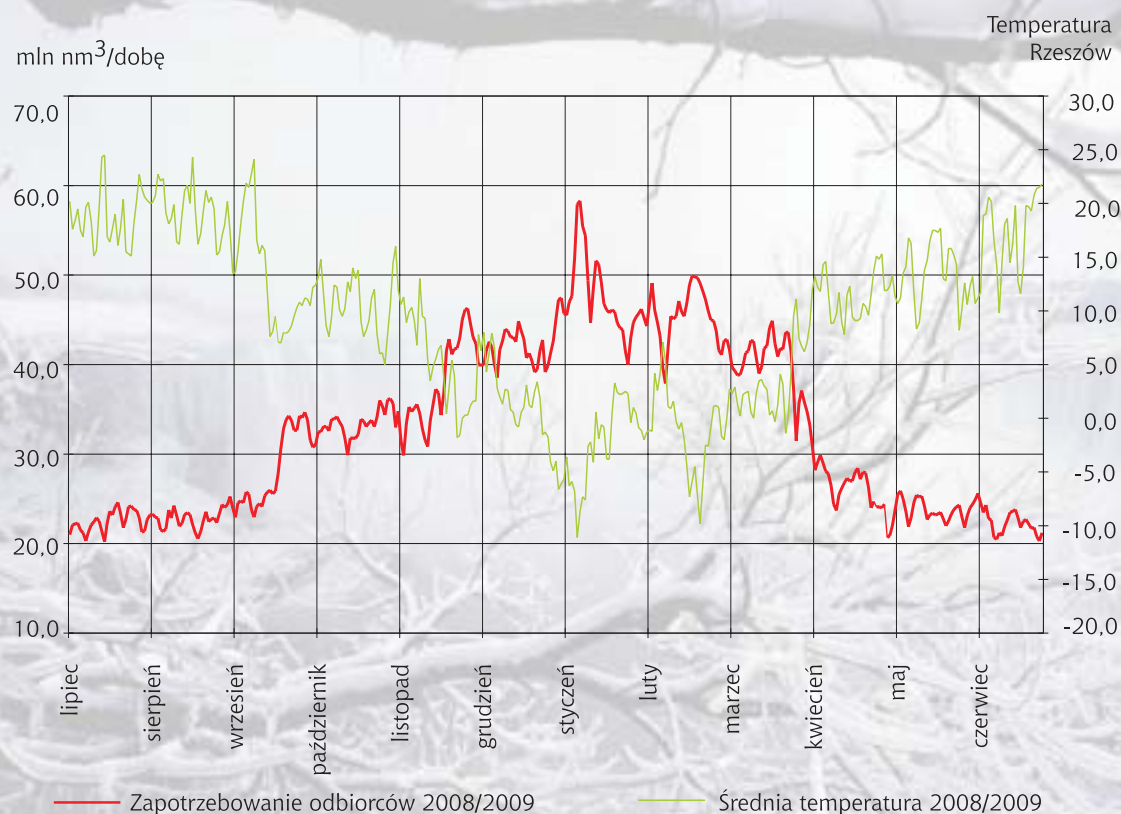
Synoptycy już okrzyknęli zimę 2009/2010 jako jedną z najbardziej śnieżnych i mroźnych, plasując ją na trzecim miejscu w historii pomiarów. W Polsce również doświadczyliśmy związanych z nią kłopotów. Najbardziej dotkliwie odczuła to elektroenergetyka, która zmuszona została do wyłączenia ponad 10% wszystkich obiektów systemowych w kraju. Również PKP borykała się z olbrzymimi problemami, by zapewnić nie tyle zgodność przejazdów z rozkładem jazdy, ale utrzymać w ogóle ruch na szlakach kolejowych.

Zwycięsko z zimowego kataklizmu wyszło jedynie gazownictwo. Nawet przy najniższych temperaturach i największym dobowym zapotrzebowaniu na gaz, nie odnotowano ani jednego przypadku zakłóceń w dostawach, a telewizyjne i prasowe obrazki, że zgasną płomyki w domowych kuchenkach gazowych okazały się jedynie wymysłami żądnych sensacji mediów.



Tłocznia gazu w Hołowczycach.

Przebieg zużycia gazu ziemnego wysokometanowego (E) i średnich temperatur na przełomie lat 2008 i 2009



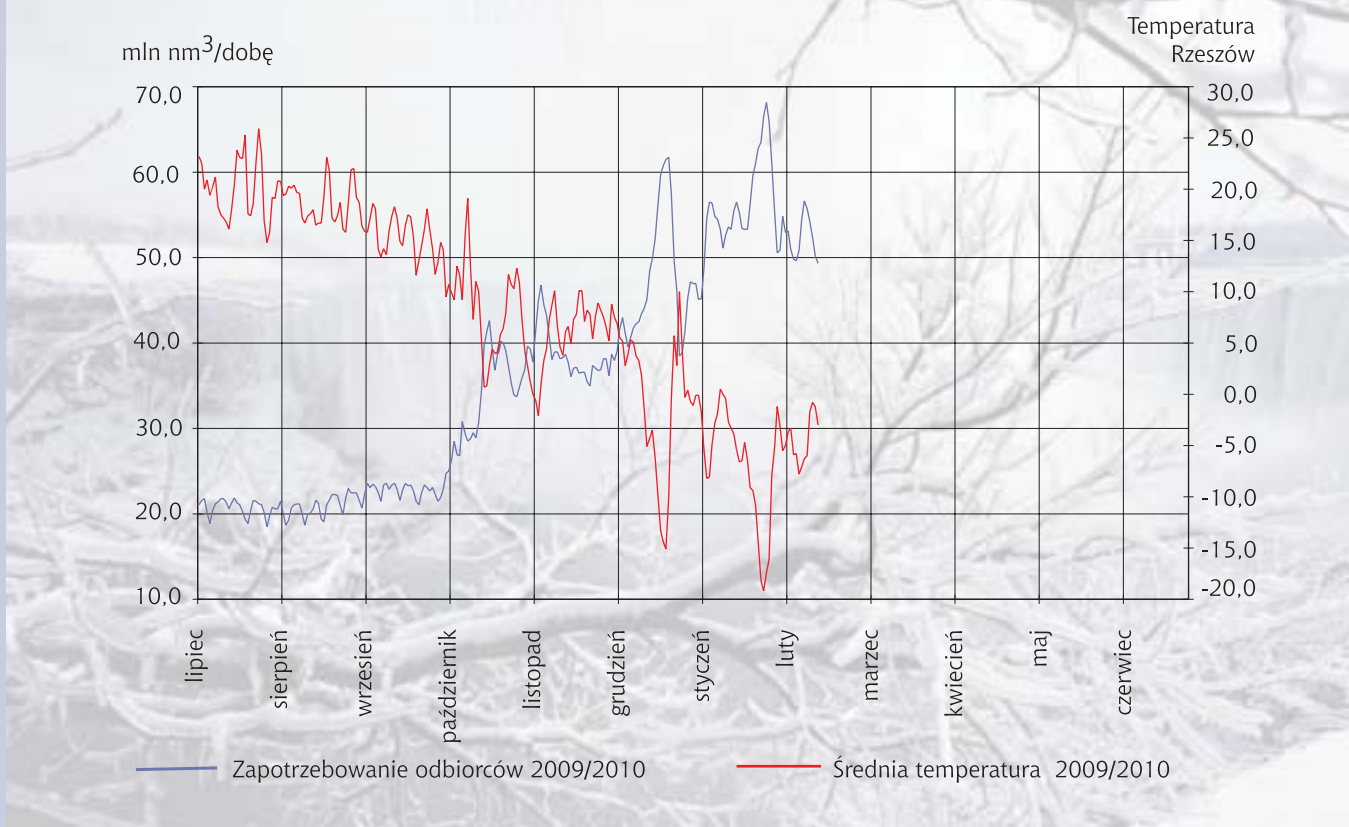
Tłocznia gazu w Jarosławiu.







**Przebieg zużycia gazu ziemnego wysokometanowego (E) i średnich temperatur na przełomie lat 2009 i 2010**



## PGNiG jako koncern multienergetyczny

Źródła gazowe w perspektywie krótko- i średniookresowej są postrzegane jako element zrównoważonego rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego, pozwalający na podwyższenie efektywności energetycznej i ograniczenie szkodliwego wpływu energetyki na środowisko naturalne. Zobowiązania Polski związane z ograniczaniem emisji substancji szkodliwych i gazów cieplarnianych zmuszają do poszukiwania rozwiązań niskoemisyjnych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Skala i wymagane tempo realizacji inwestycji związanych z odtworzeniem mocy wytwórczych w elektroenergetyce w nadchodzących latach sprawiają, że prawdopodobnym kierunkiem rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce będzie równoległe rozbudowywanie bloków wykorzystujących różne paliwa, w tym także gaz ziemny. Analizy niezależnych instytucji wskazują, że wzrost krajowego popytu na błękitne paliwo będzie w dużej mierze kreowany właśnie przez sektor energetyczny.

Ekspansja w sektorze energetycznym wydaje się oczywistym kierunkiem dla PGNiG, wynikającym z ogólnoeuropejskiego trendu budowania koncernów multienergetycznych działających zarówno w sektorze gazowym, jak i elektroenergetycznym.

Do najpoważniejszych projektów należy budowa elektrowni o mocy 400 MW w Stalowej Woli wspólnie ze spółką Tauron Polska Energia. PGNiG dostarczy gaz do elektrowni i liczy na dostęp do 50% jej mocy. W planach jest również budowa dwóch innych elektrowni. Przy pierwszym projekcie – o mocy około 230 MW – PGNiG Energia będzie współpracować z Grupą Lotos i Grupą Energia, zaś drugi projekt – o mocy ok. 200 MW – ma być realizowany we współpracy ze spółkami:

Azoty Tarnów, Polimex–Mostostal i Tauron Polska Energia. Rozpoczęcie działalności nowych elektrowni gazowych planowane jest na lata 2013–2014. Realizacja tych projektów pozwoli na stworzenie solidnego fundamentu do budowy segmentu elektroenergetycznego w GK PGNiG.

Dzięki projektom elektroenergetycznym PGNiG Energia zużycie gazu wzrośnie o 1,2–1,4 mld m sześć. rocznie.

Małgorzata Olczyk

Wypowiedzi udzielili:

**TOMASZ KARAS**,

dyrektor Departamentu Strategii PGNiG SA oraz członek Zarządu PGNiG Energia, a także **MARCIN LEWENSTEIN**, dyrektor Biura Planowania Strategii w PGNiG SA.

### Dlaczego Grupa Kapitałowa PGNiG powołała nową spółkę?



**Tomasz Karas** – Poprzez utworzenie spółki PGNiG Energia chcemy dostosować się do trendów panujących od dłuższego czasu na rynku gazu w Europie, gdzie w zasadzie nie ma już znaczących spółek zajmujących się wyłącznie działalnością gazową. W związku z tym uznaliśmy, że energetyka to naturalny kierunek rozwoju w naszej Grupie

Kapitałowej PGNiG, a obecne warunki sprzyjają takiej ekspansji. Gaz zwiększył konkurencyjność w stosunku do innych źródeł energii dzięki wprowadzeniu pakietu energetyczno-klimatycznego Unii Europejskiej czy obostrzeń związanych z dyrektywą IPPC\* o zapobieganiu zanieczyszczeniom. Dzięki temu idea budowy koncernu multienergetycznego wykorzystującego odnawialne źródła energii i nowoczesne technologie w połączeniu z gazem ziemnym stała się bardziej realna.



**Marcin Lewenstein** – rozwój energetyki na świecie przebiega w kierunku budowania koncernów multienergetycznych. Takie ambicje ma też Grupa PGNiG. Nowa spółka – PGNiG Energia została powołana właśnie po to, by podjąć wyzwania związane z produkcją i obrotem energią elektryczną na

bazie nie tylko gazu ziemnego, ale także odnawialnych źródeł energii (OZE). Aby sprostać tym wyzwaniom, PGNiG Energia chce zrealizować do kilkunastu projektów inwestycyjnych o różnej wielkości, w tym przynajmniej jeden lub dwa duże. Dzięki PGNiG Energia możliwa będzie optymalizacja zaopatrzenia PGNiG SA, a docelowo także innych podmiotów z Grupy Kapitałowej PGNiG, w energię elektryczną.



### Jakie cele PGNiG planuje osiągnąć w segmencie elektroenergetyki?

**Tomasz Karaś** – Celem strategicznym PGNiG jest posiadanie w roku 2015 przynajmniej 300 MW własnych mocy wytwórczych. Obecna działalność Grupy Kapitałowej PGNiG w tym segmencie nie jest znacząca, ogranicza się do produkcji energii elektrycznej i ciepła w ramach niewielkich przykopalnianych instalacji wytwórczych oraz małych elektrociepłowni w oddziałach obrotu gazem o łącznej mocy ok. 2,3 MW. Planujemy jednak, że po zakończeniu realizacji prowadzonych obecnie projektów budowy nowych mocy wytwórczych, m.in. w ramach rozbudowy magazynu w Wierzchowicach oraz zagospodarowania złoża Lubiaków–Międzyzród–Grotów, ta liczba zwiększy się do prawie 40 MW. Będą to jednak źródła wytwarzające energię głównie na potrzeby PGNiG.

### Dlaczego PGNiG zainteresowało się taką działalnością?

**Marcin Lewenstein** – Głównie z powodu oczekiwań klientów w kwestii pozyskiwania energii ze źródeł ekologicznych. W Polsce działa obecnie bardzo dużo starych węglowych elektrociepłowni i ciepłowni, przetwarzających energię z węgla w ciepło i prąd w sposób nieefektywny. Tymczasem gaz pozwala na uzyskanie znacznie większej sprawności tego przetworzenia. Dodatkowym elementem sprzyjającym naszym planom energetycznym jest konieczność zamknięcia niespełniających wymogów środowiskowych instalacji węglowych. Widzimy tu dużą szansę dla PGNiG SA. W ten sposób powstaje potencjał do odtwarzania ich mocy z wykorzystaniem bardziej przyjaznej środowisku technologii gazowej czy odnawialnych źródeł energii. A gaz ziemny jest nie tylko najbardziej ekologicznym z tradycyjnych paliw, ale też dogodnym surowcem do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła.

### Jakie zadania będzie miała do wykonania PGNiG Energia?

**Marcin Lewenstein** – Przede wszystkim rozwój małych i średnich źródeł kogeneracyjnych, czyli produkowania energii elektrycznej i ciepła z gazu. Myślimy tu o źródłach o mocy 2–10 MW (dla porównania: duża elektrownia to ok. 800 MW), których ogromną zaletą jest dostosowanie do potrzeb konkretnych odbiorców oraz minimalizowanie strat związanych z przesyłem energii i ciepła. Planujemy udział w tego typu projektach nie tylko jako dostawca gazu, ale również jako inwestor kapitałowy (samodzielny lub we współpracy w formie *joint venture* z istniejącym operatorem). PGNiG planuje również zaangażowanie w znacznie większe projekty budowy źródeł kogeneracyjnych przeznaczonych dla odbioru energii elektrycznej i ciepła przez dużych odbiorców. Świadczą o tym zaawansowane przygotowania do budowy bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, który planu-

jemy budować wspólnie z Tauronem, czy elektrociepłowni, która będzie przekazywała ciepło na potrzeby rafinerii Lotos.

**Tomasz Karaś** – PGNiG Energia ma w planach również produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Naszą naturalną niszą są przedsięwzięcia biogazowe, które w Polsce nie są jeszcze rozwinięte i mają ogromny potencjał. Biogazownia to instalacja, która jest w stanie za pomocą fermentacji przetworzyć substraty takie jak uprawy energetyczne, odpady poubojowe, odpady gorzelniane czy metan wytwarzający się na wysypiskach śmieci, na użyteczne paliwo gazowe nazywane biogazem. Paliwo to można spalać na miejscu wytworzenia w niedużych agregatach kogeneracyjnych (0,5–2 MW). W pierwszym etapie prac PGNiG Energia SA planuje zaangażować się w 1–2 pilotażowe projekty budowy takich instalacji. Wytworzone w ten sposób ciepło dostarczane będzie na potrzeby okolicznych odbiorców, a energia elektryczna sprzedawana jako zielona energia do sieci. ■

Rozmawiała **Małgorzata Olczyk**

*\*Dyrektywa 96/61/WE w sprawie zintegrowanego zapobiegania i ograniczania (kontroli) zanieczyszczeń, zwana popularnie Dyrektywą IPPC (ang. Integrated Pollution Prevention and Control) jest jednym z najważniejszych aktów prawnych Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska.*

## PGNiG Energia

PGNiG Energia jako centrum kompetencyjne Grupy Kapitałowej PGNiG w dziedzinie elektroenergetyki rozpoczęła działalność 4 stycznia 2010 r. Spółka będzie angażować się w projekty związane z budową bloków energetycznych, inwestycje w zasilane gazem ziemnym instalacje kogeneracyjne oraz pilotażowe projekty biogazowe. Ponadto, prowadzić będzie działalność handlową na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz zapewni optymalizację zakupów energii elektrycznej na potrzeby PGNiG SA, a docelowo także jej pozostałych spółek. Kapitał zakładowy PGNiG Energia SA z siedzibą w Warszawie wynosi 5 mln zł i dzieli się na 50 000 akcji zwykłych o wartości nominalnej 100 zł każda. Wszystkie akcje w nowo utworzonej spółce objęte zostały przez PGNiG SA.

PGNiG Energia rozważa debiut akcji na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, nie wcześniej jednak niż w roku 2015 roku, a środki uzyskane z emisji spółka przeznaczyłaby na udział w większych projektach inwestycyjnych, jak np. budowa bloków o dużej mocy. Wiele wskazuje na to, że umowa z GK Tauron na budowę elektrociepłowni o mocy 400 MW w Stalowej Woli będzie podpisana jako pierwsza. Wartość inwestycji jest szacowana na 1,6–1,8 mld zł. PGNiG Energia pokryje 50% kosztów inwestycji.

W obszarze zainteresowania PGNiG Energia są również możliwości działania przy rozwoju tzw. źródeł szczytowych, pokrywających niedobory energii w okresach najwyższego zapotrzebowania i pracujących m.in. z elektrowniami wiatrowymi.

Obrót energią spółka planuje rozpocząć w pierwszym półroczu 2010 r. Jeśli do tego uda jej się wybudować biogazownię i zrealizować kilka małych lub średnich projektów kogeneracyjnych, to za dwa lata powinna wykazać wynik w okolicy zera.

**Celem strategicznym PGNiG jest posiadanie w roku 2015 przynajmniej 300 MW własnych mocy wytwórczych.**

# Zarządzanie procesowe

**Adam Węgrzyn**

W 2003 roku zapadła decyzja Zarządu Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (DSG) o konieczności opracowania i wdrożenia zintegrowanego systemu zarządzania (ZSZ) na podstawie wymagań norm PN-EN ISO 9001:2001, PN-EN ISO 14001:1998 oraz OHSAS 18001:1999. Wówczas zakres zintegrowanego systemu zarządzania objął „Obrót i dystrybucję gazu ziemnego oraz obsługę klienta w tym zakresie”.

W wyniku realizacji zapisów ustawy „Prawo energetyczne” z czerwca 2007 r. nastąpił podział funkcjonalny DSG na organizację zajmującą się obrotem paliwem gazowym oraz operatora systemu dystrybucyjnego. Spowodowało to konieczność modyfikacji ZSZ; zakres systemu uległ zmianie na: „Transport gazu sieciami dystrybucyjnymi i obsługę klienta w tym zakresie”.

Podczas projektowania i budowy ZSZ zastosowano podejście procesowe promowane w normie ISO 9001 (obecnie obowiązuje nowe wydanie normy PN-EN ISO 9001: 2009). W tym celu system zarządzania spółką ujęto w mniejsze, wzajemnie powiązane elementy – procesy. W ramach każdego procesu zidentyfikowano i stworzono udokumentowane procedury w tych obszarach działalności, w których niezbędne jest realizowanie zadań według określonych standardów; łącznie ZSZ został udokumentowany na podstawie czternastu zidentyfikowanych procesów.

Procesy wyspecyfikowane w ramach ZSZ podzielono na dwie grupy:

- **główne procesy biznesowe** – opisujące najistotniejsze z punktu widzenia przedsiębiorstwa działania, mające wpływ na jakość i bezpieczeństwo oferowanych usług, takie jak opracowanie taryfy, identyfikacja potrzeb klienta, rozwój systemu gazowego, przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, dystrybucja gazu, zarządzanie majątkiem sieciowym, inwestycje i remonty, windykacja należności spółki;
- **procesy wspomagające** – wspierające procesy główne i stanowiące ich uzupełnienie, w tym doskonalenie systemu zarządzania, nadzorowanie dokumentacji i danych, zarządzanie personelem, bezpieczeństwem i higieną pracy, ochroną środowiska oraz zamówienia.

Każdy ze zidentyfikowanych procesów ma wyznaczonego „właściciela” odpowiadającego za nadzorowanie realizacji procesu oraz jego monitorowanie. Tam, gdzie jest to możliwe określono wartości oczekiwane mierników procesów, tj. wskaźników wartości na poziomie akceptowalnym przez zarząd spółki. Odpowiedzialność właściciela procesu za nadzorowanie i monitorowanie mierników nie jest równoznaczna z odpowiedzialnością za faktyczne wykonanie prac zapewniających osiągnięcie zakładanej efektywności procesów, za to bowiem odpowiadają mający niezbędne kompetencje kierownicy komórek organizacyjnych.

Rozbudowana, sprawnie funkcjonująca wewnętrzna sieć intranetowa i duża liczba stanowisk PC pozwoliła na wykorzystanie zasobów komputerowych do zarządzania wieloma obszarami organizacji, między innymi do budowy i wdrożenia dokumentacji ZSZ za pomocą oprogramowania DGA Process oraz DGA Quality, które służą do modelowania procesów systemu zarządzania organizacją. Cała dokumentacja systemowa dostępna jest obecnie w formie elektronicznej na wewnętrznej stronie intranetowej spółki.

Procedury mają część graficzną, opracowaną za pomocą oprogramowania DGA Process, przedstawiającą przebieg realizowanych w procesie czynności, zidentyfikowany obieg dokumentów i zapisów oraz zasoby ludzkie wykorzystywane do jego realizacji. Zapisy z wymienionych procedur stanowią dane niezbędne organizacji do właściwego planowania, prowadzenia, sterowania oraz doskonalenia wszelkich działań związanych z realizacją polityki zintegrowanego systemu zarządzania.

Wszystkie procesy objęte systemem ukazują punkty sprzężeń, wzajemnego oddziaływania lub zależności między procesami tak, aby przepływ informacji i tok postępowania przy wykonywaniu zadań odbywały się bez zakłóceń według ściśle określonego porządku. W formie elektronicznej istnieje możliwość przechodzenia z jednego procesu do drugiego, a następnie z poziomu procesów do procedur zidentyfikowanych w danym obszarze (procesie).

Aplikacje DGA Process oraz DGA Quality pozwalają na zarządzanie zachodzącymi zmianami, zbieranie wniosków od pracowników i reagowanie na nie w sposób bardzo prosty i praktyczny. Dzięki możliwości szybkiego eksportu na wewnętrzny portal intranetowy opisanej i zweryfikowanej dokumentacji, wszyscy pracownicy na bieżąco mają dostęp do pełnej informacji w zakresie systemu zarządzania i mogą zapoznawać się z wypracowanymi standardami i jednocześnie zgłaszać swoje propozycje zmian w tzw. wnioskach o zmianę. Doskonalenie systemu zarządzania realizowane jest również poprzez audyty we-

wewnętrzne. Pozwalają one w sposób systematyczny identyfikować wewnętrzne niezgodności. Grupa przeszkolonych certyfikowanych audytorów wewnętrznych prowadzi w zaplanowanych odstępach czasu audyty we wszystkich oddziałach naszej spółki. Wyniki audytów, wszelkie niezgodności oraz propozycje doskonalenia systemu, cele jakości, środowiskowe i bhp są analizowane na cyklicznych przeglądach systemu zarządzania prowadzonych przez dyrekcje oddziałów oraz zarząd spółki.

## EFEKTY WDROŻENIA SYSTEMU ZARZĄDZANIA

Warunki, które należało spełnić, aby uzyskać certyfikat jakości (ISO 9001) częściowo istniały już w spółce. Jednakże sporo trudu wymagało uświadomienie pracownikom, że działalność spółki opiera się na procesach, w których każdy pion, rejon dystrybucji, dział czy biuro nie działa samo dla siebie, lecz zmierza do wspólnie wytyczonego celu i tylko harmonijne współdziałanie pozwoli na usprawnienie codziennej pracy, a w konsekwencji poprawę efektywności działania firmy.

Wdrożone w DSG podejście procesowe przyczyniło się dotychczas do uporządkowania i podjęcia próby ujednoczenia procesów w skali całej spółki (funkcjonującej jako przedsiębiorstwo wielozakładowe), uporządkowania, a tam gdzie jest to możliwe – ujednoczenia obiegu dokumentów objętych zakresem systemu, ustalenia miar procesów i ich monitorowanie w celu zachowania przyjętych standardów, poprawy komunikacji wewnętrznej, m.in. dzięki udostępnieniu wszystkim pracownikom informacji w czasie bieżącym na wewnętrznym portalu intranetowym, stworzenie podstaw do budowy innych systemów w spółce i zakodowania w świadomości pracowników dbałości o ciągłe doskonalenie.

Wdrożenie normy środowiskowej (ISO 14001) uświadomiło pracownikom wpływ działania całej firmy oraz każdego z nich na środowisko naturalne. W ramach identyfikacji i analizy aspektów środowiskowych szczególnym nadzorem objęto również podwykonawców działających w imieniu przedsiębiorstwa. Jako inwestor, zlecając zadania firmom zewnętrznym, DSG jest odpowiedzialna za wpływ inwestycji na otoczenie. Modernizując i rozbudowując system dystrybucyjny, spółka uwzględnia możliwie przyjazne i bezpieczne dla środowiska technologie.

Wdrożenie normy bezpieczeństwa i higieny pracy (OHSAS 18001) miało za zadanie ograniczenie ryzyka zawodowego, minimalizowanie skutków wypadków przy pracy oraz nieustanne zwiększanie bezpieczeństwa pracowników DSG. Dbając o bezpieczeństwo i ergonomię pracy, DSG postawiło sobie za cel nie tylko polepszenie komfortu pracy załogi, ale także budowę wizerunku firmy bezpiecznej.

Po raz pierwszy ZSZ był certyfikowany w roku 2005 na zgodność z normami ISO 9001: 2000, ISO 14001: 2004, OHSAS 18001: 1999 w obszarze obrotu i dystrybucji gazu ziemnego.

Po wprowadzonych zmianach w procesach zarządzania w wyniku przemian wewnętrznych oraz konieczności przejścia na nowe wydanie normy, w roku 2008 DSG poddała się weryfikacji na audycie recertyfikacyjnym, który przeprowadziła firma DET NORSKIE VERITAS (DNV) według metody *Risk Based Certification*. Audyt recertyfikacyjny, oparty na normach: PN-EN ISO 9001: 2001, PN-EN ISO 14001: 2005 oraz OHSAS 18001: 2007 w obszarze „Transport gazu sieciami dystrybucyjnymi i obsługa klienta w tym zakresie” zakończył się wynikiem pozytywnym i DSG uzyskała komplet certyfikatów na kolejne 3 lata. Po roku, 3–5 czerwca 2009 r. spółka przeszła pozytywnie audyt okresowy nr 1. Ostatni audyt, z serii trzech audytów objętych umową o certyfikację systemu zarządzania, planowany jest na 31 maja – 2 czerwca 2010 r. Spółka będzie wtedy musiała wykazać się spełnieniem wymagań w zakresie nowego wydania normy ISO 9001: 2008.

## ZAMIERZENIA

Obecnie działania spółki zmierzają w kierunku optymalizacji ruchu systemu dystrybucyjnego w celu zwiększenia jego przepustowości, rozwoju systemu dystrybucyjnego i poprawy stanu technicznego, a także jakości obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego.

W roku 2009 r. w DSG rozpoczęły się intensywne prace nad:

- usprawnieniem przepływu danych w DSG poprzez wdrożenie systemu SAP i budowę systemu kontrolingu,
- budową i wdrożeniem strategii zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu (CSR),
- wdrożeniem strategii zarządzania zasobami ludzkimi,
- identyfikacją i oceną strategicznego ryzyka w DSG oraz wdrożeniem programu zarządzania ryzykiem.

Ciągły rozwój oraz przemiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym DSG implikują potrzebę nieustającego rozwoju i doskonalenia systemu zarządzania w sposób prowadzący do osiągnięcia postawionych przed firmą celów biznesowych.

Otrzymane certyfikaty pozwalają DSG budować wiarygodność w oczach innych spółek grupy kapitałowej PGNiG oraz kontrahentów. Wspólnym celem zarządu i pracowników DSG jest dążenie do zapewnienia stabilnego rozwoju tak, aby spółka mogła generować oczekiwane przez właściciela zyski i tym samym skutecznie konkurować w obszarze Unii Europejskiej. ■

*Autor jest członkiem zarządu DSG sp. z o.o. we Wrocławiu.*

### **Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

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

**Ciągły rozwój  
oraz  
przemiany  
w otoczeniu  
zewnętrznym  
i wewnętrznym DSG  
implikują  
potrzebę  
nieustającego  
rozwoju  
i doskonalenia  
systemu  
zarządzania.**



# Eksplatacja instalacji klimatyzacji opartej na gazowych pompach ciepła

**Adam Kotowicz**

Pełną klimatyzację pomieszczeń, to znaczy ich ogrzewanie przy niskiej temperaturze lub ochładzanie przy wysokiej temperaturze otoczenia, umożliwiają pompy ciepła. Jeszcze do niedawna w urządzeniach klimatyzacyjnych stosowane były wyłącznie pompy ciepła zasilane energią elektryczną. Obecnie coraz powszechniej stosowane są pompy ciepła zasilane gazem ziemnym. Urządzenia te pozwalają pewnym nakładem energii (pochodzącej ze spalania gazu ziemnego w silniku gazowym) przemieszczać ciepło ze źródła o niższej temperaturze do odbiornika o temperaturze wyższej.

System klimatyzacji oparty na pompach zasilanych gazem ziemnym z powodzeniem funkcjonuje na terenie zabrzańskiej siedziby Górnośląskiej Spółki Gazownictwa. Po kilkunastu miesiącach funkcjonowania można stwierdzić, że podstawowa obsługa instalacji klimatyzacji opartej na gazowych pompach ciepła polega na:

- bieżącej kontroli pracy klimatyzatorów oraz stopnia zanieczyszczenia filtrów powietrza,
- bieżącej kontroli pracy gazowych pomp ciepła poprzez sprawdzanie liczby godzin pracy urządzeń oraz komunikatów na sterowniku centralnym oraz wyświetlaczach urządzeń;
- sprawdzeniu instalacji odprowadzenia skroplin z klimatyzatorów w okresie letnim oraz odprowadzenia kondensatu w okresie zimowym z gazowych pomp ciepła;
- sprawdzeniu stanu izolacji termicznej przewodów instalacji czynnika chłodniczego/grzewczego.



*Układ gazowych pomp ciepła.*



*Porównanie czystości filtrów powietrza.*

Dwa razy do roku, przed przełączeniem pracy urządzeń w tryb chłodzenia/ogrzewania, wykonywany jest przegląd urządzeń (gazowe pompy ciepła i klimatyzatory) obejmujący:

- przegląd i czyszczenie obudowy urządzeń,
- przegląd połączeń elektrycznych,
- sprawdzenie szczelności układu chłodniczego,
- sprawdzenie ciśnień roboczych na ssaniu i tłoczeniu,
- czyszczenie skraplaczy, parowników, wymienników,
- sprawdzenie układu odprowadzenia skroplin,
- uzupełnienie – w miarę potrzeb – czynnika chłodzącego,
- sprawdzenie historii alarmów,
- sprawdzenie temperatury nawiewu,
- sprawdzenie temperatury powrotu powietrza do urządzeń,
- czyszczenie filtrów powietrza,
- odgrzybianie urządzeń,
- regulację nastaw temperatur w miarę potrzeb na sterowniku głównym,
- sprawdzenie liczby godzin pracy urządzeń.



Oblodzenie przy obudowie wentylatorów.



Świece zapłonowe w silniku.

**Systematyczność wykonywania przeglądów zapewni poprawną pracę instalacji.**

W przypadku filtrów powietrza zainstalowanych w klimatyzatorach bieżące czyszczenie filtrów (raz na 3 tygodnie w przypadku intensywnej eksploatacji urządzeń) wykonywane jest po wyświetleniu się komunikatu informującego o zanieczyszczeniu filtra na sterowniku ściennym, znajdującym się w każdym pomieszczeniu, w którym został zainstalowany klimatyzator.

W okresie zimowym dodatkowo usuwa się śnieg gromadzący się na obudowie urządzeń oraz oblodzenie tworzące się w miejscu odprowadzenia kondensatu oraz przy osłonie wentylatorów. Natomiast po przekroczeniu 10 000 godzin pracy urządzenia na wyświetlaczach sterowników ściennych pojawi się komunikat informujący o konieczności wymiany oleju w silniku w gazowej pompie ciepła.

Po 10 000 godzin pracy urządzenia wykonywane są czynności serwisowo-konserwacyjne, takie jak:

- przegląd obudowy gazowej pompy ciepła,
- przegląd połączeń elektrycznych,
- sprawdzenie stanu wentylatorów,
- sprawdzenie szczelności układu chłodniczego,
- regulacja parametrów chłodniczych gazowej pompy ciepła,
- sprawdzenie ciśnień roboczych na ssaniu i tłoczeniu,
- wymiana oleju silnikowego,
- uzupełnienie czynnika chłodzącego,
- wymiana paska klinowego,
- wymiana świec zapłonowych w silniku,
- wymiana filtra oleju,
- wymiana filtra powietrza,
- komputerowe sprawdzenie parametrów pracy urządzenia w trybie testowym.



Pasek klinowy do wymiany.

Czas trwania przeglądu gazowej pompy ciepła wynosi ok. 4 godzin.

Przestrzeganie terminów i systematyczność wykonywania przeglądów zapewniają poprawną pracę instalacji klimatyzacyjnej opartej na gazowych pompach ciepła. ■



Filtr oleju.

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

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





Układ technologiczny węzła Lubienia.

## Nowy węzeł Lubienia

**Rafał Fijołek**

Karpacka Spółka Gazownictwa oddała do użytku gruntownie zmodernizowany węzeł gazowy Lubienia. Wybudowany w 1963 roku węzeł jest jednym z najważniejszych obiektów gazowych w południowo-wschodniej Polsce. Jego modernizacja zapewnia bezpieczeństwo eksploatacji i pewność dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

Położony w pobliżu Starachowic przy drodze krajowej nr 9 węzeł Lubienia jest strategicznym elementem systemu gazowego województwa świętokrzyskiego. Zarówno ze względu na położenie, jak i pełnioną funkcję rozdziału gazu na kierunki Radom i Piotrków Trybunalski, ma on duże znaczenie również dla odbiorców Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

Generalnym wykonawcą robót budowlanych była Gazobudowa Zabrze. Część technologiczną zadania, składającą się z układów filtracyjnych i ciągów pomiarowych, zakończono w sierpniu 2009 r., co umożliwiło wyłączenie „starej” instalacji w okresie najmniejszego zapotrzebowania na gaz. Przełączenie zasilania na nowe układy technologiczne poprzedzone było robotami na czynnych dolotowych gazociągach wysokiego ciśnienia do węzła Lubienia z wykorzystaniem hermetycznej

technologii Williamsona. W kilka dni sprawnie wykonano włączenia do systemu wysokiego ciśnienia na gazociągach DN 250, DN 300 i DN 500. Dzięki temu odbiorcy gazu nie odczuli zmian w związku z prowadzeniem przebudowy.

Pomyślne wykonanie robót przyłączeniowych umożliwiło rozpoczęcie drugiego etapu modernizacji węzła, polegającego na rozbiórce starych i wyeksploatowanych elementów, a następnie budowie nowej infrastruktury towarzyszącej. W kolejnych miesiącach nastąpiło zagospodarowanie terenu wokół układów technologicznych oraz wybudowanie nowego budynku administracyjnego, w którym znajdują się pomieszczenia służące bezpośrednio obsłu-



Układ filtracyjny węzła Lubienia.



dze węzła, w tym m.in. sterowni do obserwacji parametrów pracy oraz zdalnej obsługi armatury odcinającej i regulacyjnej. Rozwiązania telemetryczne umożliwiają bezpośredni monitoring oraz zmianę trybów pracy węzła z poziomu Dyspozycji Gazu w Kielcach. Główny kierunek zasilania węzła następuje od strony Sandomierza, jednakże układ technologiczny umożliwia zmianę przepływu gazu z dwóch innych kierunków (Radom i Piotrków). Przepustowość węzła wynosi 60 000 Nm<sup>3</sup>/h.

Zastosowane rozwiązania techniczne czynią z węzła rozdzielczo-pomiarowego Lubienia jeden z najnowocześniejszych tego typu obiektów w Polsce. Modernizację węzła gazowego, choć trudną technicznie i organizacyjnie, dzięki wieloletniemu doświadczeniu świętokrzyskich gazowników przeprowadzono bez odczuwalnych skutków dla klientów Gazowni Kieleckiej oraz odbiorców MSG. – *O wszystkim zdecydowało odpowiednie przygotowanie i przeprowadzenie prac przełączeniowych* – mówi Marian Serwicki, kie-

ownik Rejonu Dystrybucji Gazu w Starachowicach. – *Zdążyliśmy z najważniejszymi pracami na długo przed sezonem grzewczym.*

Uroczystość otwarcia odbyła się przy udziale przedstawicieli Zakładu Głównego Karpackiej Spółki Gazownictwa, Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, wykonawcy, wójta gminy Brzeg, proboszcza parafii Lubienia oraz pracowników Zakładu Gazowniczego w Kielcach. Uczestnicy spotkania wysoko ocenili poziom techniczny i jakość zrealizowanej inwestycji.

Dziękując wszystkim zgromadzonym na uroczystości otwarcia zmodernizowanego węzła rozdzielczo-pomiarowego Lubienia, Józef Kutra, dyrektor Zakładu Gazowniczego w Kielcach, podkreślił jego znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców. Dzięki zaangażowaniu pracowników zakładu trudna technicznie modernizacja węzła zakończyła się sukcesem, a prace zrealizowano zgodnie z założonym harmonogramem. ■

**Zastosowane rozwiązania techniczne czynią z węzła rozdzielczo-pomiarowego Lubienia jeden z najnowocześniejszych tego typu obiektów w Polsce.**

## „Jakość Roku” dla Karpackiej Spółki Gazownictwa



*Bogdan Pastuszko odebrał nagrodę z rąk Marcina Kałużnego, redaktora naczelnego „Biznes Raportu”.*

**K**arpacka Spółka Gazownictwa została laureatem ogólnopolskiego konkursu „Jakość Roku 2009”. Kapituła konkursu, przyznając tarnowskiej spółce wyróżnienie, podkreśliła starania firmy o jakość usług w każdym aspekcie funkcjonowania, między innymi w dążeniu do wysokiej jakości obsługi odbiorców gazu ziemnego. Nagrodę dla KSG odebrał Bogdan Pastuszko, prezes zarządu.

W 2009 roku spółka wdrożyła Zintegrowany System Zarządzania Jakością, co zostało potwierdzone certyfikatami ISO. Uzyskanie jednocześnie czterech certyfikatów

z zakresu: jakości, środowiska, bezpieczeństwa informacji i BHP to – w opinii ekspertów – precedens na skalę kraju. Ponadto, KSG rozpoczęła wdrażanie nowoczesnego i największego w branży Systemu Zarządzania Infrastrukturą klasy GIS. Wartość tej inwestycji to ponad 46 mln zł. Już w listopadzie 2010 roku zakończy się pilotażowe wdrożenie w krakowskim oddziale spółki, a następnie realizowane będzie kompleksowe wdrożenie w pozostałych oddziałach.

Konkurs „Jakość Roku” to ogólnopolski projekt, którego celem jest wspieranie, rozwijanie oraz upowszechnianie wśród przedsiębiorstw pro jakościowego podejścia do biznesu. Podstawowym kryterium wyboru laureatów są między innymi wdrożone systemy jakości, np. ISO, BRC czy systemy bezpieczeństwa żywności, a także zaangażowanie w stałe podnoszenie jakości usług świadczonych przez pracowników przedsiębiorstwa. ■

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

ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów  
tel. (+48) 014 632 31 00,  
faks (+48) 014 632 31 11,  
sekr. (+48) 014 632 31 12  
[www.ksg.pl](http://www.ksg.pl)

# SAP do obsługi kadrowo-płacowej

**Zofia Bujnowska**

Mazowiecka Spółka Gazownictwa doczekała się wdrożenia jednolitego w całej spółce narzędzia do obsługi kadrowo-płacowej. Przedsięwzięcie to oznaczało okres mobilizacji dla wszystkich pracowników działów personalnych.

6 stycznia 2009 r. powołano zespół projektowy ds. wdrożenia systemu kadrowo-płacowego w środowisku SAP, ale tak naprawdę samo wdrożenie rozpoczęło się pół roku później.

16 czerwca 2009 r. Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. zawarła umowę na wdrożenie systemu kadrowo-płacowego w środowisku SAP z wyłonioną w drodze postępowania przetargowego firmą SID Sp. z o.o. Celem wdrożenia systemu SAP HR by-

W nowym systemie skonfigurowano i uruchomiono:

- 1) zarządzanie kadrami (w tym uprawnienia i umowy szkoleniowe),
- 2) rozliczanie wynagrodzeń,
- 3) obsługę PKZP, ZFŚS, opieki medycznej i ubezpieczeń pracowniczych,
- 4) obsługę Pracowniczego Programu Emerytalnego,
- 5) zarządzanie czasem pracy (w tym rejestr delegacji),
- 6) Kartę Czasu Pracy,
- 7) raportowanie (formularze, raporty standardowe, raporty klienckie).

Ważnym elementem wdrożenia były interfejsy stałe z funkcjonującym w MSG systemem ERP PeopleSoft (księgowanie wynagrodzeń, należności, rozdział kosztów na projekty inwestycyjne) oraz będącym na etapie wdrożenia Zintegrowanym Systemem Zarządzania Majątkiem Sieciowym. Zostały one skonfigurowane i uruchomione. Pozostało jeszcze produkcyjne uruchomienie interfejsów przy użyciu szyny integracyjnej SAP PI/XI, co będzie ważnym krokiem w procesie integracji systemów informatycznych.

Co przyczyniło się do zgodnego z zakresem i harmonogramem uruchomienia systemu SAP HR? Za podstawowy czynnik sukcesu należy uznać pełne zaangażowanie w projekt jego uczestników, stabilność zespołów i dyscyplinę pracy względem metodyki i procedur projektowych. Duże znaczenie dla powodzenia wdrożenia miało wsparcie udzielone kierownikom projektu przez komitet sterujący, skład którego tworzył zarząd spółki, dyrektor oddziału IT oraz dyrektor Biura Zarządzania Personalem. Zapewniło to sprawne podejmowanie decyzji oraz odpowiednie zarządzanie ryzykiem w projekcie. Nie bez znaczenia była też na pewno sprawna komunikacja, jasno określony zakres projektu oraz minimalizacja zmian organizacyjnych w spółce, które mogły mieć negatywny wpływ na wdrożenie.

Projekt zbliża się ku końcowi, ale przed służbami personalnymi jeszcze dużo pracy związanej przede wszystkim z uzupełnianiem danych w systemie oraz poznawaniem możliwości wdrożonych funkcjonalności, szczególnie w obszarze raportowania. Wyzwaniem będzie także utrzymanie wdrożonego systemu SAP HR.



Widok spersonalizowanego okna programu SAP w MSG.

ło ujednoczenie i standaryzacja procesów HR, optymalizacja kosztów utrzymania systemów oraz zwiększenie sprawności obsługi kadrowo-płacowej pracowników Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

Od tego dnia minęło 8 miesięcy. Z całą pewnością był to okres ciężkiej pracy dla służb personalnych, ale trzeba przyznać, że było warto, bo od 4 stycznia 2010 roku działa już nowy, jednolity w całej spółce system kadrowo-płacowy SAP HR.

## „Złoty Inżynier” dla prezesa MSG

Kazimierz Nowak, prezes zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, otrzymał tytuł „Złotego Inżyniera 2009” w XVI edycji Plebiscytu Czytelników „Przeglądu Technicznego”.

Uroczysta gala odbyła się 1 marca 2010 roku o 12.00 w Sali Konferencyjno-Balowej Warszawskiego Domu Technika w Warszawie przy ul. Czackiego 3/5. Statuetki wręczał wicepremier Waldemar Pawlak. Konkurs czytelnicy „Przeglądu Technicznego” organizowany jest od 16 lat (pierwszy w 1994 r.) przez redakcję oraz FSNT NOT pod patronatem Komitetu Badań Naukowych – obecnie Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Prezes Kazimierz Nowak ma także tytuł „Srebrnego Inżyniera 2006”, który otrzymał w XIII edycji Plebiscytu Czytelników „Przeglądu Technicznego” (podobnie jak w tym roku – w kategorii *Zarządzanie*).



Prezes Kazimierz Nowak odbiera statuetkę z rąk Waldemara Pawlaka.

W gronie tegorocznych „Złotych Inżynierów” znaleźli się także: inżynier rolnik Andrzej Dębski, inżynier energetyk Jan Kurp, prof. dr hab. inż. Aleksander Nakonieczny, dr inż. Krzysztof Mordziński oraz mgr inż. Zbigniew Jakubas.

**Renata Łatanik**

### JAK BYŁO WCZEŚNIEJ?

Przed wprowadzeniem SAP obsługa kadrowo-płacowa pracowników MSG odbywała się w trzech systemach: Cross, Warsoft, Expertis – w zależności od oddziału. Pewnym mankamentem był również brak systemu do ewidencji i rozliczania czasu pracy, dane te gromadzono w plikach Excel, a rozliczanie kosztów czasu pracy odbywało się w systemie ERP PeopleSoft. Wiele innych danych dotyczących pracowników gromadzono w plikach Excel lub innych systemach.

Wszystko dodatkowo komplikował fakt, iż w każdym oddziale funkcjonowały różne składniki płacowe i inne podejścia do rozliczania świadczeń dodatkowych. Każdy oddział to również inaczej przebiegające procesy w obszarze HR.

Rozproszenie informacji o pracownikach oraz jej niejednorodność stanowiły duże utrudnienie przy raportowaniu danych kadrowo-płacowych, a co za tym idzie – wykorzystywaniu tych danych do zarządzania w obszarze HR.

### KORZYSTNY SYSTEM

Wdrożenie SAP HR oznacza korzyści dla wszystkich pracowników MSG. Zintegrowany i jednorodnie skonfigurowany dla całej spółki system stanowi jedyne miejsce pełnej informacji o pracowniku. Opisane procesy HR zapewnią pracownikom MSG szybszą i sprawniejszą obsługę, a ujednoczenie regulaminów, druków, formularzy – poczucie równego traktowania bez względu na miejsce świadczenia pracy. Wdrożenie systemu kadrowo-płacowego SAP HR jest podstawą do rozważenia w przyszłości wdrożenia tzw. samoobsługi

pracowniczej, tj. bezpośredniego dostępu dla pracowników do informacji kadrowo-płacowej, np. pasków wynagrodzeń, daty ważności badań okresowych, pozostałego do wykorzystania urlopu.

Pracownikom działów personalnych nowy system umożliwi ograniczenie czasu poświęcanego na zadania operacyjne, dzięki czemu będą oni mogli więcej czasu poświęcić na realizację zadań związanych z rozwojem kadr. Jednocześnie zagwarantuje bezpieczeństwo i ciągłość przechowywania danych o pracownikach i strukturze organizacyjnej (jeden zintegrowany system informatyczny w obszarze personalnym).

Zarządzającym MSG system kadrowo-płacowy SAP HR zapewni szybkie dotarcie do odpowiednich informacji, a co najważniejsze, umożliwi odnalezienie porównywalnych danych, przygotowanych według jednolitych dla całej firmy zasad.

Zakończone sukcesem wdrożenie SAP HR będzie zapewne początkiem rozwijania narzędzi informatycznych w obszarze personalnym. Kolejne projekty będą dotyczyły tzw. miękkiego HR, tj. ocen pracowniczych, ścieżek kariery czy już wspomianej samoobsługi pracowniczej. ■

*Autorka jest kierownikiem działu kadr, płac i spraw socjalnych w MSG.*

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

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

**Opisane procesy HR zapewnią pracownikom MSG szybszą i sprawniejszą obsługę, a ujednoczenie regulaminów, druków, formularzy – poczucie równego traktowania bez względu na miejsce świadczenia pracy.**



# Centrum dowodzenia

**Tadeusz Kuśmierk**

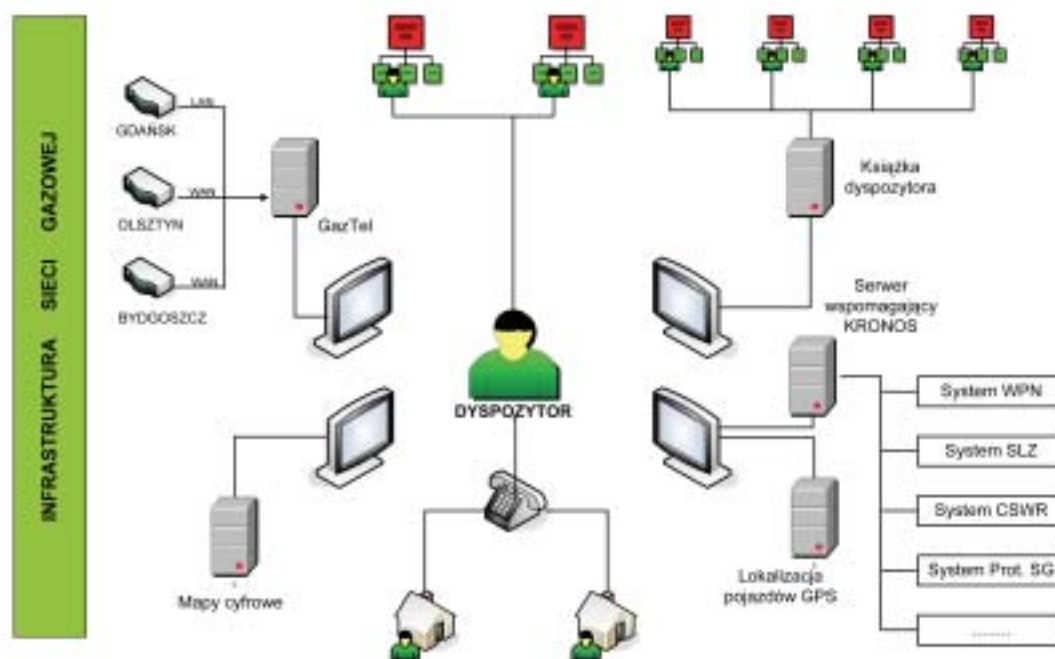
Niezbędne dla nadzoru nad bezpieczeństwem i ciągłością dostaw gazu do odbiorców podłączonych do sieci dystrybucyjnej są narzędzia pozwalające na efektywne zbieranie i zarządzanie informacjami.

Podstawowe problemy związane z zarządzaniem posiadanymi informacjami obrazującymi parametry pracy sieci dystrybucyjnej obiektów gazowych do niej podłączonych, jak również zdarzeń związanych z jej pracą, ich przetwarzaniem i wykorzystywaniem to:

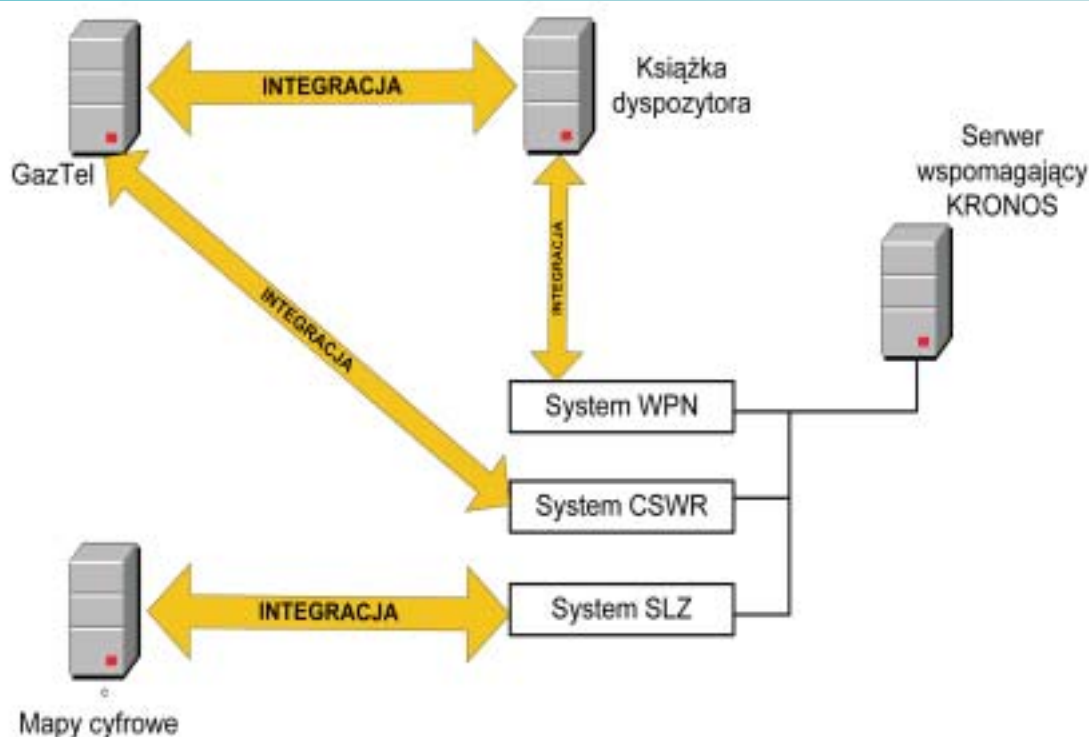
- duża ilość informacji bez standaryzacji,
- konieczność szybkiego podejmowania decyzji na podstawie posiadanych informacji,
- konieczność kojarzenia informacji z różnych dziedzin,
- zabezpieczenie informacji przed możliwością wprowadzania zmian,
- potrzeba szybkiego dostępu do zgromadzonych informacji historycznych,
- konieczność śledzenia kolejnych wersji informacji,
- częsta potrzeba raportowania w niestandardowych układach,

- zapewnienie współpracy różnych osób (praca w trybie zmianowym),
- trudności z określeniem skali obsługiwanych informacji.

W Pomorskiej Spółce Gazownictwa podstawowym narzędziem umożliwiającym pozyskiwanie parametrów pracy z sieci dystrybucyjnej i obiektów do niej przyłączonych jest system informatyczny GazTel. Jego głównym zadaniem jest zbieranie i kolekcjonowanie danych pozyskiwanych telemetrycznie z obiektów. Kolektor tego systemu jest wykorzystywany przez moduł do monitoringu parametrów pracy sieci gazowej. Natomiast do gromadzenia i obsługi informacji dotyczących zdarzeń występujących na sieci (awarii, nieszczelności), rejestracji wartości parametru, wystąpienia i obsługi niezgodności, wyłączenia odbiorców oraz robót na sieci służy system zwany Książką Dyspozytora. Dzięki zastosowaniu w bazie systemu wielu pól zesłownikowanych, począwszy od pól adresowych pogrupowanych na miejscowości (moduł geolokacji), poprzez słowniki zdarzeń pogrupowanych na obiekty, a skończywszy na pracach planowych (gazoniebezpiecznych), zestandaryzowano informacje w systemie. Ponadto, w celu kompleksowego wykorzystania informacji gromadzonych przez wyżej wymienione systemy Dyspozycja Gazu PSG we własnym zakresie na bieżąco tworzy i wdraża pomocnicze systemy informatyczne



Rys. 1. Struktura zarządzania informacją przez dyspozytora.



Rys. 2 Integracja systemów informacyjnych dziś.

ne umożliwiające szerszą wizualizację i obróbkę gromadzonych danych. Oczywiście, podczas tworzenia takich systemów na plan pierwszy wysuwa się unifikacja i standaryzacja zawartych w nich danych. Poza tym ich tworzenie ma na celu również:

- szybkie wsparcie dla realizowanych procesów biznesowych z zakresu zarządzania majątkiem sieciowym,
- stopniowy *re-engineering* procesów biznesowych,
- testowanie i wybór optymalnych rozwiązań dla systemów docelowych.

Systemy te mają również usprawnić i skrócić czas od momentu uzyskania informacji do podjęcia decyzji mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości transportowanego paliwa.

Pożądane efekty uzyskuje się poprzez integrację systemów, czego przykładem jest nadzór nad parametrem nawonienia gazu, który to obszar jest praktycznie obsługiwany bez dokumentów papierowych (jedyne dokumenty papierowe wynikają z umowy podpisanej z OGP GAZ–SYSTEM). Stan taki uzyskano dzięki integracji systemów SCADA, Książki Dyspozytora i Wizualizacji Parametrów Nawonienia. Podstawowym systemem obsługującym powyższy obszar jest Książka Dyspozytora, do której parametry nawonienia wprowadzane są w dwojaki sposób:

- bezpośrednio przez pracowników dokonujących pomiarów, analiz lub
- automatycznie z systemu zbierania i kolekcjonowania danych (SCADA) z urządzeń typu ANAT, z których dane pozyskiwane są telemetrycznie.

W przypadku, gdy wartość parametru nie mieści się w założonych progach, występuje niezgodność obsługiwana przez uprawnionych pracowników i przekazywana przez system do właściwych służb w celu realizacji zadań, które spowodują uzyskanie prawidłowej wartości parametru nawonienia w danym punkcie poboru próbek.

Zaletami systemu Książka Dyspozytora są również:

- centralizacja informacji,
- natychmiastowy dostęp do zasobów,
- hierarchiczna struktura dostępu do informacji,
- śledzenie zmian,
- elastyczność w raportowaniu.

Zarządzanie informacją wymaga integracji istniejących systemów. Obecnie poza systemem GazTel i Książka Dyspozytora zintegrowane są takie systemy, jak:

- aplikacje map cyfrowych,
- System Wizualizacji Parametrów Nawonienia
- Centralny System Wspomagania Raportowania,
- System Lokalizacji Zasuw.

Takie podejście do zarządzania informacją umożliwiło znaczne ograniczenie problemów, które wskazane zostały na początku artykułu.

W przyszłości informacją będzie można zarządzać jeszcze efektywniej dzięki integracji systemów na podstawie szyny danych, a stąd już mały krok do tworzenia interfejsów dedykowanych dla danego stanowiska w zależności od realizowanych na nim procesów biznesowych. Jestem przekonany, iż w niedalekiej przyszłości postawione w ten sposób przed pracownikami Pomorskiej Spółki Gazownictwa nowatorskie wyzwanie będzie możliwe do zrealizowania dzięki zaangażowaniu i ciągłemu doskonaleniu się. Jednakże zanim osiągniemy ten cel, czeka nas jeszcze wiele wyzwań, którym na bieżąco musimy podołać. ■

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

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

**Podstawowym narzędziem umożliwiającym pozyskiwanie parametrów pracy z sieci dystrybucyjnej i obiektów do niej przyłączonych jest system informacyjny GazTel.**

# Światowa Konferencja HiTACG 2010

## po raz pierwszy w Polsce

**Andrzej Barczyński**

5–7 lipca 2010 roku w Poznaniu odbędzie się 8. Światowa Konferencja Naukowo-Techniczna HiTACG (8<sup>th</sup> *International Symposium on High Temperature Air Combustion and Gasification*). Jej uczestnicy będą mieli okazję dowiedzieć się o najnowszych technologiach użytkowania gazu ziemnego, zgazowania biomasy oraz odpadów przemysłowych.

**N**a ostatniej konferencji HiTACG, która odbyła się w Bangkoku, zaproponowano organizację następnej konferencji w Polsce. Jest to niewątpliwie nobilitacja polskiej myśli technicznej.

Gospodarzem tego spotkania będzie Politechnika Poznańska – Laboratorium Technologii Gazowych w Instytucie Techniki Ciepłej, którego kierownikiem jest prof. Tomasz Dobski.

Z uwagi na tematykę konferencji w organizację tego przedsięwzięcia zaangażowała się Wielkopolska Spółka Gazownictwa.

W pierwszej części konferencji zaprezentowane zostaną najnowsze technologie spalania gazów ziemnych i innych paliw gazowych stosowane w piecach przemysłowych, wannach szklarskich, nagrzewni-

### Komitet Naukowy konferencji:

prof. K. Yoshikawa, Tokyo Institute of Technology, Japonia,

prof. A. K. Gupta, Maryland University, USA,

prof. J. Witton, Cranfield University, Wielka Brytania,

prof. K. Goerner, Univ. Duisburg-Essen, Gas Wärme Institut, Niemcy,

prof. L. Tognotti, University of Pisa, Włochy,

prof. R. Weber, Claustal University, Niemcy,

prof. W. Blasiak Royal Institute of Technology, Szwecja,

prof. S. Kerdsuwan, King Mongkut's Univ. of Technology North Bangkok, Tajlandia,

prof. H. Spliethoff, Technical University Munich, Niemcy,

dr S. Mochida, Nippon Furnace Kogyo (NFK), Japonia;

dr J. G. Wüning, WS Wärmeprozess-technik, Niemcy,

dr P. Jansohn, Paul Sheerer Institute, Szwajcaria,

prof. Essam E Khalil, Cairo University, Cairo, Egipt,

prof. Yang Yongping, North China Electric Power University, Beijing, Chiny,

dr A. Quinqueneau, GDF SUEZ, Francja,

prof. Jim Swithenbank, University of Sheffield, Wielka Brytania,

prof. W. Gajewski, Polish Academy of Sciences, Polska,

prof. A. Teodorczyk, Polski Instytut Spalania,

prof. T. Łodygowski, Politechnika Poznańska.

### Nagrody i wyróżnienia

Początek roku 2010 przyniósł Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa kolejne wyrazy uznania. Polskie Centrum Badań i Certyfikacji wraz z redakcją „Biznes Raport” przyznało WSG wyróżnienie JAKOŚĆ 2009. Natomiast w Międzynarodowym Konkursie Kalendarzy, organizowanym co roku przez Vidical i Muzeum Plakatu w Warszawie, spośród prawie 200 nadesłanych kalendarzy wielopłaszczyznowych nagrodzono dziesięć. Jednym z nich był kalendarz Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa na rok 2010 „Zawsze w zgodzie z naturą”, ze zdjęciami Marka Kaczmarczyka przedstawiającymi wielkopolskie i lubuskie krajobrazy.



cach, stacjonarnych silnikach gazowych, turbinach gazowych. Zastosowanie tych technologii w przemyśle i energetyce może przynieść wymierne korzyści związane z poprawieniem sprawności energetycznej procesów technologicznych, a co za tym idzie – ze zmniejszeniem zużycia nośników energetycznych.

Przykładem takich działań może być wykonany w Polsce przez polsko-szwedzką firmę piec do obróbki stali, dzięki któremu zmniejszono ilość spalanego gazu na tonę stali z 55 do 35 m<sup>3</sup> gazu. Podobnie, na innej instalacji zastosowano palniki wykonane w Niemczech, ale adaptowane przez polską firmę do instalacji służącej do topienia aluminium. Na skutek zastosowania technologii spalania gazu typu HiTAC zmniejszono zużycie gazu z obecnych 175 m<sup>3</sup> do 85 m<sup>3</sup> gazu na tonę stopionego aluminium.



## Rok Chopinowski z WSG

Fryderyk Chopin w „polskim okresie życia” najczęściej – oczywiście poza Mazowszem – był w Wielkopolsce. Kilkakrotnie przebywał tu w latach 1826–1830 – w Poznaniu, Kaliszu, Antoninie, Żychlinie, Strzyżewie, tu skomponował kilka swoich dzieł. Między innymi dlatego obchodom Roku Chopinowskiego nadano w Wielkopolsce szczególną rangę.

Jednym z najważniejszych wydarzeń był przygotowany przez Filharmonię Poznańską cykl koncertów „Chopin nasz współczesny. W 200. rocznicę urodzin”, które odbyły się między 21 lutego i 1 marca 2010 r. Wybór tych dni nie był przypadkowy – projekt wpisano między dwie daty urodzin Chopina. W metryce chrztu Chopina wystawionej w kościele w Brochowie widnieje data: 22 lutego 1810, natomiast Chopin twierdził, opierając się na przekazie rodziców, że przyszedł na świat 1 marca.

Dzieło i postać Chopina pokazano w dziewięciu niepowtarzalnych kreacjach. W inauguracyjnym koncercie Aimi Kobayashi – niezwykle utalentowana piętnastoletnia pianistka japońska – wykonała z orkiestrą Filharmonii Poznańskiej Koncert Koronacyjny Mozarta i koncert f-moll Chopina. W kolejnych dniach publiczność miała okazję słuchać m.in. interpretacji muzyki Chopina w wykonaniu Chicago Internationale Trombone Ensemble, Classic Jazz Quartet, Natalii Kukulskiej i Jarosława Śmietany, The Single Singers i... Orkiestry Reprezentacyjnej Sił Po-



**WIELKOPOLSKA**  
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

sponsor obchodów Roku Chopinowskiego w Poznaniu

wietrznych, której wykonanie Walca Minutowego i Poloneza As-dur wzbudziło wybuch entuzjazmu melomanów. Cykl zakończy majowy koncert „Chopin na bis”, z udziałem Rafała Blechacza.

Sponsorem Roku Chopinowskiego w Filharmonii Poznańskiej jest Wielkopolska Spółka Gazownictwa.

Takie działania, nakierowane na zwiększenie stopnia wykorzystania energii pierwotnej zawartej w gazie, pozwalają na znaczny rozwój gazownictwa mimo koniecznych podwyżek cen gazu, spowodowanych wzrostem cen surowców energetycznych na rynkach światowych. Wynika to z otwarcia się nowych rynków docelowych dla gazu ziemnego, który zaczyna być w ich przypadku najbardziej efektywnym surowcem.

Druga część konferencji – poświęcona gazyfikacji biopaliw i paliw stałych (węgli) – będzie również niezwykle ważna dla przemysłu gazowniczego, ponieważ związana jest z bardzo silnym obecnie nurtem ochrony środowiska naturalnego (chodzi tu np. o europejski program badawczy „Naturalhy”, dotyczący zastosowania sieci gazowniczej średniego ciśnienia do odbioru gazów pochodzących ze zgaszania biomasy i odpadów przemysłowych. Takie działania sprzyjają tworzeniu pozytywnego wizerunku gazownictwa w społeczeństwie).

W konferencji uczestniczyć będą przedstawiciele 15 państw: USA, Japonii, Niemiec, Szwecji, Korei,

Chin, Tajlandii, Rosji, Ukrainy, Wielkiej Brytanii, Włoch, Francji, Szwajcarii, Polski oraz Holandii. Ze względu na bardzo wysoki poziom merytoryczny konferencji spodziewany jest liczny udział przedstawicieli środowiska gazowniczego, naukowo-badawczego oraz przemysłu i energetyki. ■

*Autor jest członkiem Komitetu Organizacyjnego Światowej Konferencji HITACG 2010.*

*Szczegółowe informacje, wraz z formularzem rejestracyjnym są dostępne na stronie internetowej [www.hitacg.put.poznan.pl](http://www.hitacg.put.poznan.pl).*

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

ul. Grobla 15, 61-859 Poznań  
tel. (+48) 061 854 53 50, 854 51 00  
faks (+48) 061 852 39 23  
e-mail: sekretariat@wsgaz.pl

## Unia Europejska wspiera projekty inwestycyjne GAZ–SYSTEM S.A.

**Małgorzata Polkowska**

### DOFINANSOWANIE Z EUROPEAN ENERGY PLAN FOR RECOVERY

Trzy projekty inwestycyjne Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. zostały wybrane przez Komisję Europejską do dofinansowania w ramach programu *European Energy Plan for Recovery* (EEPR, tzw. *Recovery Plan*).

Program ten ma się przyczynić do ożywienia gospodarczego w Unii Europejskiej i podniesienia bezpieczeństwa dostaw energii dzięki realizacji transgranicznej infrastruktury.

Istotnym kryterium oceny aplikacji było zaawansowanie projektów i szybka możliwość ich realizacji. Decyzja Komisji Europejskiej oznacza, że złożone przez GAZ–SYSTEM S.A. wnioski o dofinansowanie wybranych projektów w ramach *European Energy Plan for Recovery* zostały przez nią ocenione pozytywnie.

Kolejnym etapem będzie podpisanie przez KE indywidualnych decyzji dotyczących wsparcia poszczególnych projektów, które będą zawierały szczegółowe zapisy dotyczące warunków korzystania ze środków UE w ramach *Recovery Plan*.

Pozytywna ocena przez KE wniosków złożonych przez GAZ–SYSTEM S.A. świadczy o tym, że przedstawione przez spółkę projekty wpisują się w unijną politykę tworzenia zintegrowanej sieci przesyłowej gazu ziemnego, podnoszenia bezpieczeństwa dostaw gazu na terenie UE oraz budowy wspólnego, europejskiego rynku energetycznego.

Zakres projektów realizowanych przez GAZ–SYSTEM S.A. świadczy o tym, że spółka jest ważnym partnerem w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej w tej części Europy. Wszystkie projekty realizowane w ramach *Recovery Plan* odnoszą się nie tylko do rozwoju wewnętrznej infrastruktury przesyłowej w Polsce, ale dotyczą też rozwoju sieci do transportu gazu na terenie UE. Warto również podkreślić, że większość tych projektów realizowana jest we współpracy z partnerami z innych krajów Unii Europejskiej.

W ramach dofinansowania z *Recovery Plan* znalazły się następujące projekty realizowane przez GAZ–SYSTEM S.A.:

- Projekt *Baltic Interconnection Skanled/Baltic Pipe*

Wniosek aplikacyjny został złożony przez GAZ–SYSTEM S.A. w porozumieniu z duńskim operatorem systemu przesyłowego Energinet.dk. GAZ–SYSTEM S.A. wnioskował o dofinansowanie projektu w kwocie 50 mln euro. Jego celem jest wzmocnienie polskiego systemu przesyłowego w okolicy budowy planowanego gazociągu Baltic Pipe oraz umożliwienie połączenia tego gazociągu z terminalem LNG w Świnoujściu. Infrastruktura ta umożliwi w przyszłości zaoferowanie wolnych zdolności regazyfikacyjnych w polskim terminalu LNG w Świnoujściu dla podmiotów z rynku europejskiego. Połączenie terminalu LNG poprzez polski system przesyłowy z gazociągiem Baltic Pipe umożliwi w przyszłości krajom skandynawskim dostęp do globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG). W ramach tego projektu będzie dofinanso-



fot. Gazobudowa

wana budowa Tłoczni Gazu w Goleniowie oraz gazociąg Świnoujście–Szczecin.

- Rozbudowa systemu gazociągów na Dolnym Śląsku jako kluczowych inwestycji umożliwiających zwiększenie możliwości transportu gazu z kierunku Niemiec

GAZ–SYSTEM S.A. wnioskował o dofinansowanie tego projektu w wysokości ponad 14,4 mln euro. Pozyskane środki będą przeznaczone na modernizację gazociągu Dziwiszów–Taczalin, budowę gazociągu Taczalin–Radakowice–Gałów, budowę Tłoczni Gazu Jeleniów II, a także rozbudowę punktu w Lasowie. Realizacja tych inwestycji pozwoli od 2011 r. zwiększyć import gazu do Polski z kierunku Niemiec do 1,5 mld m sześć. rocznie.

- Połączenie systemu gazowniczego Polska–Czechy w rejonie Cieszyna

GAZ–SYSTEM S.A. złożył wniosek w sprawie dofinansowania tego projektu wspólnie z czeskim operatorem systemu przesyłowego Net4Gas. Dofinansowanie przeznaczone na część inwestycji realizowanej przez GAZ–SYSTEM S.A. ma wynieść 10,5 mln euro. Inwestycja zostanie zrealizowana w 2011 r. i pozwoli na przesył 0,5 mld m sześć. z nowego kierunku dostaw.

Dodatkowo, w budżecie Komisji Europejskiej zarezerwowanym na *Recovery Plan* przeznaczono 80 mln euro na budowę terminalu LNG w Świnoujściu. Wniosek w tej sprawie złożyły: spółka zależna GAZ–SYSTEM S.A. (Polskie LNG S.A.) w wysokości 55 mln euro oraz Zarząd Morskich Portów Szczecin–Świnoujście w wysokości 25 mln euro.

Łączna wartość dofinansowania wszystkich inwestycji z *Recovery Plan* może wynieść prawie 155 mln euro.

## DOFINANSOWANIE Z PROGRAMU OPERACYJNEGO „INFRASTRUKTURA I ŚRODOWISKO”

Oprócz środków z *European Energy Plan for Recovery* inwestycje GAZ–SYSTEM S.A. są dofinansowywane lub planowane do dofinansowania z Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko”, ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. W ramach tego dofinansowania przewidziana jest budowa między innymi następujących gazociągów:

1. Gazociąg Szczecin–Gdańsk – zakres rzeczowy projektu obejmuje budowę gazociągu o średnicy 700 mm i długości ok. 265 km. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2013 r.
2. Gazociąg Rembelszczyzna–Gustorzyn – realizacja inwestycji o długości ok. 176 km przewidziana jest w trzech etapach, przy czym najpierw realizowane będą odcinki Gustorzyn–Płock i Rembelszczyzna–Płock, a następnie ich połączenie Płock–Płock. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2014 r.
3. Gazociąg Włocławek–Gdynia stanowi dokończenie przedsięwzięcia inwestycyjnego związanego z bu-

Odcinek gazociągu Tranovice–Cieszyn–Skoczów po stronie polskiej.



downą gazociągów wysokiego ciśnienia o długości około 252 km na trasie Włocławek–Gdynia (Wiczlino). Do zakończenia inwestycji konieczna jest budowa ok. 64 km gazociągu. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2011 r.

4. Gazociąg Szczecin–Lwówek o długości ok. 186 km stanowić będzie magistralę przesyłową dla gazu odbieranego z nowego kierunku dostaw, tj. terminalu LNG w Świnoujściu. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2014 r.
5. Gazociąg Gustorzyn–Odolanów o długości ok. 180 km będzie połączeniem dwóch głównych węzłów systemowych – Gustorzyna i Odolanowa oraz podziemnych magazynów gazu Wierzchowice i Mogilno. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2014 r.
6. Gazociąg Jeleniów–Dziwiszów – w ramach projektu przewiduje się realizację gazociągu wysokiego ciśnienia o długości ok. 65 km. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2012 r.
7. Gazociąg Polkowice–Żary – inwestycja obejmuje budowę gazociągu gazu zaazotanego Lw o długości ok. 66 km. Przewidywany termin realizacji inwestycji – 2014 r. ■



### 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



# Dylematy polityki energetycznej

dokończenie ze str. 13

micznych handel surowcami energetycznymi i swobodę inwestycji w sektorze energetycznym, ale w zasadzie nie ukrywała tego, że gospodarkę zasobami energetycznymi traktuje jako instrument politycznego nacisku.

Dostrzegając problem związany z antyrynkową postawą Rosji, Komisja Europejska nie zmniejszyła jednak presji na liberalizację, uznając, że problem ten można rozwiązać poprzez wprowadzenie rozwiązań prawno-regulacyjnych, które poprawiać miały stan bezpieczeństwa dostaw, z drugiej zaś poprzez wzmocnienie jej pozycji jako podmiotu wspólnej polityki energetycznej. W pierwszym przypadku efektem działań było przyjęcie dwóch dyrektyw dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu, które rozszerzały zakres ingerencji czynnika publicznego w mechanizmy funkcjonowania obu sektorów, w drugim przypadku KE natrafiła na opór wielu krajów traktujących własną politykę energetyczną jako ważny atrybut suwerenności bądź liczących na to, że dobre relacje dwustronne pozwolą na zapewnienie bezpiecznych dostaw gazu rosyjskiego na rynek krajowy.

Równolegle Komisja Europejska podejmowała próby zdynamizowania procesów liberalizacji w obrębie poszczególnych rynków krajowych oraz zwiększania stopnia ich integracji w sposób przybliżający perspektywę utworzenia wspólnego rynku energii i gazu. Służyć temu miały dwa kolejne pakiety legislacyjne, które dokonać miały przełomu w procesie otwierania rynków krajowych na konkurencję. Działaniom tym towarzyszyły jednak – z jednej strony – nasilające się głosy krytyczne wskazujące na brak konsekwencji i błędy w realizowanej przez KE strategii liberalizacji, z drugiej zaś – coraz mocniej eksponowane wątpliwości co do zasadności kontynuowania liberalizacji sektora gazownictwa, połączone z postulatami wzmocnienia roli czynnika publicznego jako podmiotu realizującego określoną politykę interwencyjną korygującą lub uzupełniającą działanie sił rynkowych.

W pierwszym przypadku zwracano uwagę na dwie kwestie. Po pierwsze, podkreślano, że Komisja Europejska nie zdołała zablokować wielkich procesów konsolidacyjnych, które dokonywały się pod hasłem dostosowywania się przedsiębiorstw do konkurencji na europejskim rynku gazu oraz stworzenia przeciwwagi w kontaktach z wielkim rosyjskim państwowym monopolistą – Gazpromem. W istocie jednak głównym skutkiem tych zmian strukturalnych było umocnienie monopoli krajowych i w ten sposób zablokowanie możliwości rozwoju konkurencji na poszczególnych rynkach. Po drugie, w związku z powyższym poddawano w wątpliwość realizowany przez Komisję Europejską model liberalizacji, który opierał się na wprowadzaniu konkurencji

poprzez forsowanie zasady TPA w sytuacji, gdy na poszczególnych krajowych rynkach gazu potencjalni konkurenci nie mieli dostępu do wolnego gazu nie tylko ze względu na monopolizację rynku wewnętrznego, ale również z powodu braku możliwości dostępu do gazu w innych krajach. Ta bowiem zależy od rozbudowy infrastruktury sieciowej pozwalającej na zintegrowanie sieci rurociągów krajowych w system europejski, a także od rozbudowy infrastruktury magazynowej pozwalającej na gromadzenie zapasów gazu umożliwiających rozwój rynkowego obrotu tym paliwem. Bez spełnienia tych warunków zapisy o dostępie do sieci nie mają praktycznego znaczenia, zwłaszcza jeśli uwzględnić, że ze względów oczywistych nie można tu było liczyć na zrozumienie potrzeby podejmowania tego typu inwestycji przez krajowych monopolistów.

Z kolei przyczyny narastania wątpliwości wobec celowości dalszej liberalizacji wiązać należy z trzema okolicznościami. Po pierwsze, w 2006 roku doszło po raz pierwszy w historii dostaw gazu rosyjskiego do Europy do ich przerwania i nastąpiło to z powodów politycznych, co oznaczało zrealizowanie się scenariusza, który przez wiele krajów „starej” Europy był odrzucany jako całkowicie nierealistyczny. Przyjmowano bowiem założenie, że skoro Związek Radziecki nigdy nie zdecydował się na taki krok, to tym bardziej odrzucano możliwość, aby mogło się to stać po upadku komunizmu.

Po drugie, zaznaczyła się wyraźna zmiana w stanowisku brytyjskim w kwestii liberalizacji, które jest o tyle ważne, że Brytyjczycy, o czym była już mowa, byli obok Komisji Europejskiej najsilniejszym promotorem liberalizacji sektora gazowniczego. Zmiana ta wiązała się bezpośrednio z faktem wyczerpywania się złóż krajowych i nieuchronnym przekształcaniem się Wielkiej Brytanii w wielkiego importera netto, z uwagi na bardzo rozbudowany w tym kraju sektor elektroenergetyki opartej na gazie (30% całkowitego potencjału wytwórczego). Spowodowało to rosnące obawy, czy wysoce konkurencyjny model gazownictwa brytyjskiego nie będzie utrudniał pozyskiwania gazu w dostatecznej ilości.

Po trzecie, fakt szybko rosnących po 2000 roku cen ropy naftowej i gazu interpretowano jako przejaw trwałej i szybko powiększającej się, na skutek gwałtownego wzrostu światowego popytu, luki podażowej, która zaostrzy w skali globalnej konkurencję o dostęp do źródeł zaopatrzenia. Zakładano, że ważnym wymiarem tej konkurencji będą nie tylko czynniki ekonomiczne. Wraz z umacnianiem się pozycji krajów eksporterów rosło niebezpieczeństwo, że duża część tych krajów zechce używać posiadane zasoby gazu do realizacji celów politycznych i może to dotyczyć również najbardziej rynkowego segmentu sektora gazowniczego, jakim jest rynek LNG. W tej sytuacji silna polityka energetyczna, odwołująca się do rozumianej w kategoriach czysto politycznych solidarności energetycznej, a nawet instrumentów o charakterze militarnym, o czym świadczą wysuwane postulaty nałożenia na NATO obowiązków w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, pozostawiały coraz mniej miejsca dla regulującej roli mechanizmów rynkowych.

## CZY MOŻLIWY JEST POWRÓT DO PRIORYTETU LIBERALIZACJI?

Trend do umacniania się roli strony podaźowej i towarzyszący temu wzrost znaczenia czynnika geopolitycznego kosztem czynnika gospodarczego został ostatnio wyraźnie zahamowany. Wpłynęły na to dwie okoliczności. Pierwsza, mająca znaczenie przejściowe, wiąże się bowiem z wywołanym kryzysem załamaniem popytu, odsunęła – przynajmniej na najbliższe lata – zagrożenia oparte na wcześniejszych prognozach bardzo szybkiego wzrostu popytu na gaz. Druga okoliczność może mieć implikacje znacznie głębsze, dotyczy bowiem możliwości zasadniczej zmiany po stronie podaźowej, która dotąd postrzegana była jako główny czynnik blokujący rozwój mechanizmów rynkowych w sektorze gazowniczym i przesłankę do wzmacniania roli polityki energetycznej w funkcji zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Zmiana ta wiąże się z dokonującą się szybko w Stanach Zjednoczonych transformacją sektora gazowniczego, polegającą na coraz większym wykorzystaniu tzw. gazu łupkowego. Istotną rzeczą był tutaj przełom w technologii pozyskiwania tego gazu, którego dokonała mała firma wiertnicza z Teksasu, oraz szybko rosnące ceny gazu, które – mimo stosunkowo wysokich kosztów wydobycia gazu łupkowego – uczyniły ten gaz konkurencyjnym w stosunku do znacznej części gazu uzyskiwanego z konwencjonalnych źródeł. Co więcej, szybki postęp w doskonaleniu technologii wydobywczej oraz korzyści skali wynikające z rosnącego wydobycia tego gazu doprowadziły do obniżenia kosztów jego pozyskiwania o połowę, co sprawiło, że stał się on niższy od kosztów wydobycia gazu z wielu źródeł konwencjonalnych.

Dynamicznie rozwijające się w ostatnich latach wydobycie tego gazu w Stanach Zjednoczonych doprowadziło, jak podaje się w „The Economist” z 13 marca 2010 roku, do osiągnięcia przez ten kraj pierwszego miejsca na liście światowych producentów gazu zajmowanego dotychczas przez Rosję. Co ważne, zasoby tego i innych rodzajów gazu, które do niedawna uważane były za nienadające się do eksploatacji, w samych Stanach Zjednoczonych są na tyle ogromne, że pozwolą – przy ostrożnych szacunkach uwzględniających dzisiejsze zużycie gazu w USA – na ich eksploatację przez najbliższe 100 lat.

Wreszcie, co jeszcze ważniejsze, rodzaj skał zawierających gaz łupkowy występuje powszechnie na kuli ziemskiej, a zatem są podstawy, aby sądzić, że podobne perspektywy w zakresie wydobycia gazu ma wiele innych krajów. Według pierwszych szacunków Światowej Rady Energetycznej, zasoby tego gazu mogą aż pięciokrotnie przekraczać zasoby gazu konwencjonalnego. Wiele wskazuje na to, że również w Polsce mogą znajdować się zasoby tego gazu porównywalne z amerykańskimi, jeśli uwzględnić różnice w obecnym poziomie jego zużycia. Według pierwszych szacunków, złoża tego gazu mogłyby wystarczyć również na 100 lat eksploatacji. Obecnie wytypowane są trzy możliwe obszary, w których – biorąc pod uwagę warunki geologiczne – może występować gaz łupkowy. Pierwsza weryfikacja tych bardzo optymistycznych szacunków nastąpi w najbliższych miesiącach, kiedy znane będą wstępne wyniki prowadzonych właśnie prac poszukiwawczych.

Obecnie obserwujemy wyraźne przesunięcie się układu sił na światowym rynku gazu na korzyść odbiorców. Przejawia się to

nasilającą się zniżkową tendencją cen, zwłaszcza na tak ważnym rynku, jak rynek amerykański, na którym ceny spadły z 13 do poniżej 5 dol. za porównywalną ilość gazu. Wynika ona z powstania wyraźnej nadwyżki gazu, zwłaszcza na rynku LNG, która przynajmniej w najbliższych latach będzie się utrzymywać w związku z wyraźnym wolniejszym niż wcześniej zakładano wzrostem popytu.

Z krajowej perspektywy warto odnotować wyraźnie słabnącą pozycję Gazpromu. Wbrew wcześniejszym przewidywaniom, że cena gazu rosyjskiego wzrośnie trzykrotnie, do 1500 dol. za 1000 m<sup>3</sup>, w ostatnim czasie spadła ona do 350 dol. i w bieżącym roku – według „The Economist” – będzie nadal spadała. Aby ratować sprzedaż, Gazprom od pewnego czasu renegecuje ze swoimi głównymi klientami formuły cenowe w kontraktach długoterminowych w sposób uwzględniający w większym stopniu cenę rynku spot, co ma uczynić gaz rosyjski bardziej konkurencyjnym na rynku europejskim. Rosnąca nadwyżka taniejącego gazu powoduje nie tylko utratę części rynku europejskiego na rzecz Norwegii, ale – co jeszcze ważniejsze – stanowi zagrożenie dla inwestycyjnych planów Gazpromu związanych z rozbudową i modernizacją infrastruktury sieciowej oraz – przede wszystkim – uruchomieniem niezwykle skomplikowanego technicznie i kosztownego wydobycia gazu z wielkiego złoża położonego w pół-nocno-wschodniej Syberii.

Trudno w tej chwili przesądzić, w jakim stopniu ostatnie zmiany na rynku gazu wywołane są czynnikami o charakterze cyklicznym, a więc krótkotrwałym, a w jakim mają charakter trwały, czyli wiążą się z perspektywami otwierającymi się w związku z potencjalnie ogromnymi i bardziej równomiernie rozłożonymi zasobami gazu łupkowego i innych rodzajów gazu uważanych dotąd za nieatrakcyjne z komercyjnego punktu widzenia. Jeśli przyjąć, że są to zmiany bardziej trwałe, może to mieć ogromne konsekwencje, jeśli chodzi o kierunki rozwoju sektora gazowniczego i elektroenergetycznego, zwłaszcza w kontekście pytania o rolę węgla i energetyki atomowej w wytwarzaniu energii elektrycznej. Z punktu widzenia przedmiotu tego opracowania oznaczałoby to zasadnicze zmniejszenie roli czynnika geopolitycznego, który dotychczas generował obawy o zagrożenie dostaw gazu i skłaniał do zwiększenia roli czynnika politycznego kosztem czynnika ekonomicznego, zawężając w ten sposób przestrzeń dla rozwoju mechanizmów rynkowych jako sposobu zapewnienia tego bezpieczeństwa. ■

**Andrzej T. Szablewski**

*Autor jest pracownikiem INE PAN*

<sup>1</sup> W sposób *expressis verbis* pogląd ten sformułował w 1982 roku minister w rządzie M. Thatcher odpowiedzialny za sektor energetyczny, który – mówiąc o podstawowych założeniach polityki energetycznej – stwierdził „nie uważam, aby zadaniem rządu było podejmowanie prób planowania przyszłego kształtu sektora wytwarzania i dostarczania energii. Zadaniem rządu nie jest nawet bilansowanie podaży i popytu na energię. Naszym celem jest raczej ustanowienie odpowiednich ram (framework), które zapewnią działanie rynku energetycznego w sposób minimalizujący zakłócenia, tak aby energia była wytwarzana i zużywana w sposób efektywny.

<sup>2</sup> Świadczyć o tym może wypowiedź S. Littlechilda, pierwszego regulatora brytyjskiego sektora elektroenergetycznego oraz konsekwentnego do dzisiaj zwolennika liberalizacji, który regulację traktował tylko jako instrument powstrzymujący najbardziej jaskrawe przejawy nadużywania siły rynkowej (monopolu) nie zaś jako „...substytut konkurencji. To (chodzi o regulację) jest instrument, który trzeba stosować tylko do momentu, kiedy pojawi się konkurencja.”



## Długodystansowiec

„Umysły są jak spadochrony – najlepiej działają otwarte”. Trafność tej sentencji, ulubionej przez Janusza Tadeusiaka, potwierdzona została wielokrotnie w okresie półwiecza jego pracy zawodowej w gazownictwie i 35 lat prowadzenia własnej firmy.

Wszystko zaczęło się pół wieku temu. 1 kwietnia 1960 roku świeżo upieczony absolwent Politechniki Warszawskiej, z dyplomem magistra inżyniera budownictwa sanitarnego, rozpoczął pracę w gazowni warszawskiej. Pierwsze trzy lata spędził w dziale głównego energetyka, a następnie w dziale inwestycji na stanowisku inspektora nadzoru. Jak dzisiaj wspomina, miał ogromne szczęście, że zaczynał pracę wśród wspaniałych ludzi: Floriana Głogowca, Władysława Borysiewicza, Bogdana Duchnińskiego, Bogumiły Nawrockiej-Fuchs. Ludzi o wielkim sercu i ogromnej wiedzy. Ale też w okresie, gdy realizowane były duże projekty i mógł nabywać doświadczenia. W tych czasach nadzorował budowę rozkładni gazu ziemnego w gazowni warszawskiej oraz tłocznię gazu w Rembelszczyźnie. Jako inspektor nadzoru uczestniczył też w realizacji jednej z kluczowych inwestycji warszawskich – budowie Trasy Łazienkowskiej. Nadzorował budowę gazociągu średniego ciśnienia, podwieszanego pod mostem. Może to zbieg okoliczności, a może pierwszy sprawdzian, że „umysły są jak spadochrony...”, bo przy tej inwestycji wykazał się wyobraźnią brzemienną w skutkach. Zgodnie z normami, na takim gazociągu należało dokonać prześwietleń co najmniej dziesięć procent spoin. Uznał jednak, że należy sprawdzić sto procent spoin.

W trzeciej dekadzie września 1975 r. wybuchły w Warszawie dwa poważne pożary. Najpierw, w nocy z 20 na 21, spłonął położony u zbiegu Alej Jerolim-

skich i ul. Brackiej Centralny Dom Dziecka. Zaledwie dwa dni później zapalił się most na Trasie Łazienkowskiej – oddanej nieco ponad rok wcześniej (22.07.1974 r.) arterii komunikacyjnej, najważniejszej – oprócz Dworca Centralnego PKP – inwestycji budowlanej w Warszawie lat 70 ub.w. Dochodzenie w tej sprawie objęło wszystkie elementy budowy. Także gazociąg. I okazało się, że konstrukcja mostu została poważnie naruszona, ale gazociąg nie, ani jedna spoina nie puściła...

W styczniu 1975 roku Janusz Tadeusiak rozpoczął działalność gospodarczą. Założenie własnej firmy w tamtych czasach, w takiej branży jak gazownictwo, to decyzja, na którą pozwalali sobie nieliczni. Może ci, którzy wierzyli, że „umysły są jak spadochrony...”?

Nigdy zapewne nie poznamy sposobu funkcjonowania przedsiębiorców prywatnych w latach PRL-owskich. Nikt nigdy nie prowadził takich badań historycznych ani socjologicznych. Konkursy na pamiętniki ogłaszało się tylko w środowiskach robotniczo-chłopskich albo ewentualnie nauczycieli. Czy kogokolwiek obchodziły motywacje środowisk obcych ustrojowi?

Janusz Tadeusiak wspomina, że początki „bycia na swoim” były bardzo trudne. Mimo że – jak byśmy to dzisiaj powiedzieli – nie było wiele takich firm prywatnych, a więc praktycznie nie istniała konkurencja, o zamówienia nie było łatwo. Dysponenci w tym sektorze robili wszystko, by wyrzucić „prywatnego” z listy wykonawców, a jeśli się nie udało, pojawiały się zarzuty, że jego działania są niebezpieczne. – *Usłyszałem kiedyś* – wspomina Janusz Tadeusiak, którego firma budowała gazociągi w podwarszawskich miejscowościach – *że moja działalność zagraża życiu wszystkich mieszkańców Pruszkowa.*

Głównym zleceniodawcą w tamtym czasie były społeczne komitety gazyfi-

kacji. Dzięki ich zleceniom firma JT zbudowała setki kilometrów gazociągów. Inna sprawa, że sprostanie takim zleceniom wcale nie było łatwe. W „gospodarce niedoborów” zdobycie czegokolwiek było wielką sztuką. Janusz Tadeusiak wspomina „wyprawy” z walizką pełną pieniędzy, bo obowiązywała płatność gotówką. A to po rury do huty „Zawadzkie” czy „Ferum”, a to do rozsianych najczęściej po wsiach słynnych GS-ów, w których można było nabyć wiele atrakcyjnych dóbr od tych, co mieli je „z przydziału”. Dzięki temu firma JT wyposażała się nie tylko w materiały do budowy, ale przede wszystkim w sprzęt, bo właśnie w GS-ach można było kupić maszyny i urządzenia budowlane.

A to była rzecz najważniejsza. Od początku istnienia firmy JT – wiadomo, „umysły są jak spadochrony...” – właściciel postawił na inwestycje. – *To, że miałem dużo ciężkiego sprzętu budowlanego, od początku odróżniało moją firmę od konkurencji* – twierdzi Janusz Tadeusiak. – *Pozwalało to na podejmowanie się zadań trudnych, specjalistycznych. Taką strategię realizuję do dzisiaj, wykorzystując najnowsze osiągnięcia techniki i technologii. I nadal utrzymuję pozycję konkurencyjną, dysponując nie tylko doświadczeniem, ale również najnowocześniejszym specjalistycznym wyposażeniem.*

Może warto dodać, że dzisiaj, obok inwestycji w sprzęt, w firmie JT liczą się również inwestycje w kapitał ludzki. W styczniu 1975 roku Janusz Tadeusiak był sam, miał tylko potencjalnych robotników „na zlecenie”. Dzisiaj firma zatrudnia 200 osób. Wszyscy, bez względu na swoją specjalizację, uczestniczą w szkoleniach, od spawaczy po konstruktorów i projektantów, wszędzie tam – w kraju i na świecie – gdzie jest dostęp do najnowszych urządzeń i technologii



oraz najbardziej zaawansowanej wiedzy. To przynosi efekty. W ofercie firmy znajdują się najnowocześniejsze technologie. Jak choćby technologie bezwykopowe, kraking statyczny – metoda polegająca na jednoczesnym rozcięciu, poszerzeniu i wprowadzeniu do starego rurociągu nowego przewodu z polietylenu oraz technologii HDD (horyzontalny przewiert kierunkowy). W ofercie są również własne konstrukcje, jak np. zgłoszona do Urzędu Patentowego nawianialnia gazu Grawiton 1. Jest to urządzenie pracujące na zasadzie impulsowo-grawitacyjnej. Nawianiacz jest podawany do rurociągu w fazie ciekłej, podobnie jak w urządzeniach wtryskowych, jednak dozowanie odbywa się grawitacyjnie. Nie wymaga to stosowania drogich i awaryjnych pomp wtryskowych. Rozwiązanie to otrzymało wyróżnienie na Targach Expogas 2006 w Kielcach.

Przełomowym okresem dla działalności firmy JT były lata 90 ub.w. Zaczęło się na początku dekady od budowy pierwszych gazociągów wysokiego ciśnienia na zlecenie Gazowni Warszawskiej. Były to m.in. gazociągi Mory–Błonie DN 500 oraz DN 200/300 Grójec–Góra Kalwaria. A potem ruszyły kolejne duże zlecenia, jak choćby ropociąg o średnicy 400 mm, długości 27 kilometrów dla ORLEN S.A.

Firma zaczęła być kojarzona z realizacją trudnych zleceń, którym nie każdy potrafił podołać. Specjalizacją stały się roboty w bagiennych terenach oraz prace w miastach, w miejscach o dużym zagęszczeniu infrastruktury podziemnej. Obranie takiej strategii przyniosło firmie wymierne korzyści. Decydowało niejednokrotnie o jej wyborze jako wykonawcy dużych, skomplikowanych projektów budowlanych. Wysokie kwalifikacje kadry oraz posiadanie niezbędnego sprzętu budowlanego pozwalały na zakończenie prac terminowo, bez zastrzeżeń ze strony zleciodawców.

W 2000 roku podjęto decyzję, że profil firmy JT należy wzbogacić. Poszerzyć o udział w projektach w sektorze paliwowym i wodno-kanalizacyjnym. I to była trafna decyzja. Ruszyły wielkie projekty z funduszy europejskich. – *Pierwszym sukcesem była kompleksowa realizacja (projekt i budowa) pola kompatybilności elektromagnetycznej w Centralnym Laboratorium Badań Technicznych (CLBT)*



Janusz Tadeusiak z instruktorem podczas skoku na spadochronie z wysokości 4000 m, 2009 r.

*w Boruczy – mówi Janusz Tadeusiak. – Obok zbudowanego przez nas pola istnieją tylko dwa inne na świecie, w Stanach Zjednoczonych i w Austrii. To unikalne urządzenie do pomiarów natężenia pola elektromagnetycznego, emitowanego przez wszystkie urządzenia zasilane prądem elektrycznym. Można tam badać także samochody, od wozów bojowych po auta osobowe dopuszczane do ruchu.*

Dzisiaj portfel zamówień w tych segmentach stanowi znaczny udział w przychodach firmy. Obecnie spółka buduje magistralę wodociągową DN 1200 przy ulicy Modlińskiej w Warszawie. Jest to strategiczna inwestycja MPWiK S.A. i m.st. Warszawy. Jednocześnie spółka przygotowuje się do modernizacji magistrali wodociągowej DN 1000 i DN 800 w Al. Jerozolimskich. Na rynku gazowniczym JT może się pochwalić zrealizowaną inwestycją – przyłączeniem PKN ORLEN do sieci OGP GAZ–SYSTEM S.A., a także budową jednych z największych w Polsce stacji redukcyjno-pomiarowych Q228 000 nm<sup>3</sup>/h dla GAZ–SYSTEM S.A.

Historia Janusza Tadeusiaka udowadnia, że można funkcjonować w zmieniającym się otoczeniu. W okresie jego działalności nastąpiły zmiany ustrojowe, społeczne i gospodarcze. Nie zawsze systemy i regulacje sprzyjały działalności gospodarczej, zawsze jednak znajdowali się ludzie, którzy oferowali pomoc. Można też zadać pytanie: jak mogłaby wyglądać polska przedsiębiorczość i jak mogłaby być silna polska klasa średnia, gdyby reguły gry rynkowej były bardziej przychylne przedsiębiorcom? – *Nie narzekam aż tak bardzo – mówi Janusz Tadeusiak. – Startowałem od zera w trudnych czasach, a dzisiaj z powodzeniem funkcjonujemy na elitarnym rynku gazowym*

*i paliwowym, budujemy duże obiekty, uczestniczymy w realizacji wielkich projektów zmieniających całkowicie polską infrastrukturę drogową. W tym dorobku ma swój udział także mój syn, który od 1994 roku uczestniczy w budowaniu naszej rodzinnej firmy, co przynosi mi wielką satysfakcję, a ja dzięki temu mam trochę więcej czasu na swoje stare pasje i nowe radości.*

Te pasje, o których wspomina mój rozmówca, to osobny rozdział w życiu. Wielu jeszcze pamięta ryk silnika motocrossowego BSA Gold Star 500 na terenie gazowni przy Kasprzaka w Warszawie – Janusz Tadeusiak był na początku lat 70. kilkakrotnym wicemistrzem Polski w motocrossie.

I dzisiaj chętnie dosiadłby takiej maszyny, ale bardziej cieszy go, że jego wnuczek już podczas pierwszej wizyty na torze kartingowym osiągnął znakomite wyniki w dziecięcym wyścigu gokartów. Druga pasja Janusza Tadeusiaka to kolekcjonowanie broni krótkiej – pistoletów i rewolwerów. I strzelectwo. Do dzisiaj uprawiane. Podczas niedawnego udziału w targach broni w Norymberdze swe umiejętności strzeleckie mógł porównać z umiejętnościami komandosów amerykańskich. I co się okazało? Że jego szybkość oddawania strzału to od 0,45 do 0,57 sekundy, podczas gdy komandosi potrzebują na to od 1,05 do 1,45 sekundy. Jak twierdzą specjaliści, to nie jest tylko kwestia refleksu, ale także uwarunkowana genetycznie sprawność i szybkość reakcji mięśni. A zatem spokojnemu, analitycznemu myśleniu długodystansowca w biznesie towarzyszy sprawność wyczynowego sportowca. ■

**Adam Cymer**

# Krakowski Szlak Techniki

**Grzegorz Mleczo**

Krakowski Szlak Techniki, uruchomiony w 2006 roku, jest miejskim szlakiem dziedzictwa przemysłowego – pierwszą tego typu trasą w Polsce obejmującą tylko jedno miasto. Trasa dziedzictwa przemysłowego na Podkarpaciu – szlak naftowy – obejmuje obiekty znajdujące się w różnych miastach, miasteczkach i wsiach.

Głównym celem utworzenia szlaku było wzbogacenie i urozmaicenie oferty turystycznej miasta oraz pokazanie, że Kraków w historii był nie tylko centrum życia politycznego i kulturalnego, ale też ważnym ośrodkiem myśli inżynierskiej i techniki, w którym szybko wdrażano światowe osiągnięcia postępu technicznego

Trasa obejmuje 16 obiektów usytuowanych w ścisłym centrum miasta i jego bliskim sąsiedztwie, wyróżniających się ze względu na ich wyjątkowe znaczenie historyczne i architektoniczne, stanowiących symbole rozwoju cywilizacyjnego miasta. Większość z nich wzniesiono w XIX i XX w. według projektów najwybitniejszych w tym czasie polskich architektów, konserwatorów i budowniczych (m.in. Tadeusza Stryjeńskiego, Franciszka Mączyńskiego, Zygmunta Hendla, Wacława Krzyżanowskiego, Teodora Talowskiego czy Karola Knausa), ale niektóre są autorstwa inżynierów zagranicznych, co czyni je częścią większego europejskiego dziedzictwa kulturowego. Niektóre wciąż funkcjonują, pełniąc pierwotne funkcje, inne zaadaptowano do pełnienia nowych, w tym publicznych, funkcji. Natomiast każdy dostępny zabytek ma specjalne oznakowanie – tabliczkę informacyjną w kształcie koła zębatego, podkreślającą specyficzny charakter szlaku.

Trasa, reprezentująca wybrane, kluczowe obiekty dla rozwoju miasta ery



przemysłowej, zaczyna się na Dworcu Głównym, a kończy w Podgórzu w fabryce Schindlera, bohatera filmu Stevena Spielberga. Ponadto, szlak obejmuje Muzeum Inżynierii Miejskiej, wiadukt i przepust kolejowy, browar rodziny Götzów, elektrownię teatru miejskiego, kuźnię Zieleniewskich, strażnicę pożarniczą, zajezdnię tramwajową, elektrownię i gazownię krakowską, przyczółki Mostu Podgórskiego, Most Piłsudskiego, elektrownię pogórską, Bulwary Wiślane. Trasa nie jest długa, liczy bowiem około 6 km i można ją łatwo przebyć pieszo.

Główną atrakcją trasy jest dawna zajezdźnia tramwajowa i działające w niej Muzeum Inżynierii Miejskiej, w którym znajduje się punkt informacji turystycznej o Krakowskim Szlaku Techniki i dziedzictwie przemysłowym miasta.

Jednym z obiektów umieszczonych na szlaku są budynki krakowskiej gazowni. Gazownictwo w Krakowie ma bogate, prawie 180-letnie tradycje.



W Krakowie bowiem, jako pierwszym polskim mieście, zademonstrowano oświetlenie gazowe. Było to w 1830 r., kiedy to Karol Mohr, profesor Instytutu Technicznego w Krakowie, w celu zapoznania swoich uczniów z nowym wynalazkiem zainstalował kilka lamp gazowych przy ul. Gołębiej.

Początek gazowni w Krakowie, jako zakładu, którego celem działalności było początkowo wytwarzanie z węgla gazu służącego do oświetlenia miejskich ulic datuje się na 16 kwietnia 1856 r., kiedy to władze miasta podpisały układ z Niemieckim Kontynentalnym Towarzystwem Gazowym w Dessau, na mocy którego uzyskało ono wyłączne prawo oświetlania miasta, dostarczania gazu konsumentom prywatnym i wykonywania urządzeń gazowych na 25 lat. Wydarzenie to rozpoczęło nowy etap w dziejach Krakowa. Zakład gazowy wybudowano „na gruntach Riedmüllerów” na Kazimierzu nad Wisłą przy ulicy Gazowej (nazwa ulicy od około 1880 r.), w miejscu, w którym funkcjonuje do dziś. Główne, najstarsze obiekty produkcyjne zaprojektował niemiecki projektant inż. Sezig, pracujący dla niemieckiego inwestora. Pierwszym dyrektorem gazowni został niemiecki inżynier Konrad Voss. Pierwsze rury do przesyłania gazu sprowadzono z Anglii.

Samą „erę gazyfikacji” w podwawelskim grodzie rozpoczęto 22 grudnia 1857 r., kiedy to uruchomiono w mieście gazownię, oddano pierwsze odcinki sieci gazowej i – co najważniejsze – zapłonęły wokół Rynku pierwsze lampy gazowe. Wkrótce także oświetlono gazem główne ulice Kazimierza, Stradomia, Starego Miasta oraz ul. Lubicz. Przed uruchomieniem gazowni ulice Krakowa oświetlały lampy na olej rzepakowy i naftowe. Odtąd gazownia była jednym z naj-

ważniejszych przedsiębiorstw realizujących zadania z zakresu miejskiej gospodarki komunalnej, należących – analogicznie jak wodociągi, elektrownia i komunikacja miejska – do standardowego „klucza” służb inżynierii miejskiej, szczególnie charakterystycznych dla każdego nowoczesnego miasta europejskiego w epoce po II rewolucji przemysłowej (przełom XIX/XX w.). W 1864 r. gaz zaczęto dostarczać na drugą stronę Wisły – do Podgórza, będącego samodzielnym miastem do 1915 r.

Gazownia funkcjonująca początkowo, jako przedsiębiorstwo prywatne, oparte na kapitale zagranicznym, została wykupiona w 1886 r. przez miasto Kraków, stając się pierwszą gazownią na ziemiach polskich nieuzależnioną od przedsiębiorstw niemieckich. Po drugiej wojnie światowej, w 1950 r., została upaństwowiona.

Kompleks budynków przy ul. Gazowej zachował się do dzisiaj, choć w sposób mocno ograniczony i wchodzi skład tzw. Kwartału Przemysłowego na Kazimierzu, objętego strefą ochrony konserwatorskiej. W XIX i XX wieku był wyraźnym elementem w krajobrazie miasta. Jego historyczne założenia inżynierskie należą do jednych z najciekawszych w Krakowie. Fragmentem gazowni była również, później usamodzielniona, elektrownia i jej obiekty przy ul. Dajwór.

W początkowym okresie w krakowskiej gazowni produkowano gaz węglowy, amoniak, koks, benzol, a od 1907 r. również gaz wodny, powstały poprzez wdmuchiwanie pary wodnej do rozgrzanego do wysokich temperatur koks. Zakład miał także własne ujęcie wody i wieżę ciśnień, a także bocznice kolejową prowadzącą do stacji Grzegórzki (w miejscu, w którym stoi teraz Galeria Kazimierz).

Z historycznych założeń inżynierskich do dziś nie pozostało zbyt wiele – znikły z krajobrazu najbardziej charakterystyczne i wyraźne obiekty, m.in. gazometry – cylindryczne zbiorniki na gaz, których gazownia miała trzy (największy, ostatni, wybudowany 1900 r., wyburzono w 1973 r.), składy węgla, pompy wodne, wieża wodna, wieża koksowa oraz wysokie wielokomorowe piece systemu Kop-

persa – pierwszy uruchomiony w 1925 r. Było to wówczas pionierskie przedsięwzięcie – pierwsza tego rodzaju inwestycja w Polsce, a sam system był również zupełną nowością w gazownictwie światowym. Wybór piecowni systemu Koppersa umożliwił uzyskanie znacznie większej zdolności produkcyjnej na dotychczas zajmowanym terenie. Piece te produkowały gaz węglowy do 30 czerwca 1968 r., kiedy to ostatecznie zaprzestano jego produkcji (zostały wysadzone w 1977 r.). Od tego momentu zakład zajmował się już tylko dystrybucją gazu ziemnego i koksowniczego, a od 1982 roku wy-



łącznie gazu ziemnego. Stał się przedsiębiorstwem gazowniczym typowo przesyłowo-rozdzielczym.

Do dzisiaj przetrwały budynki wytwórcze, wielokrotnie remontowane i przebudowywane, w różnych okresach pełniące odmienne funkcje.

Szczególnie okazałe, po ostatnich gruntownych remontach, przeprowadzonych w latach 2006–2008, wyglądają budynki byłej aparatuwni i kotłowni, fabryki amoniaku i fabryki gazu wodnego. Najstarszy z nich powstał w trakcie budowy zakładu na przełomie lat 1856/57 jako piecownia retortowa. W 1889 r. w wyniku przebudowy usytuowano w nim nową piecownię, czyszczalnię, kotłownię oraz izbę maszyn, a w 1929 r., po ponownej przebudowie, kotłownię oraz dalekotłocznice służącą tłoczeniu gazu wysokoprężnego. Budynek byłej fabryki amoniaku – produktu ubocznego w procesie destylacji węgla – został wybudowany w 1900 r. Natomiast budynek byłej fabryki gazu wodnego powstał w 1907 r. Obecnie w budynkach tych znajdują się biura.

Z innych budynków produkcyjnych zachował się magazyn służący początkowo do regeneracji masy, którego główna część została w ostatnich latach przekształcona w świetlicę, oraz obecny budynek dyspozycji gazu, wybudowany w 1905 r. z przeznaczeniem na elektrownię zakładową produkującą prąd z gazu węglowego oraz stację pomp. Zachował się również budynek wybudowany w 1897 r. z przeznaczeniem na wozownię i stolarnię, a po rozbudowie taboru samochodowego w latach 30. ub.w. pełniący funkcję garażu. Jednak jest to obiekt wymagający kapitalnego remontu. Ostały się także obiekty administracyjne położone bezpośrednio przy ul. Gazowej, np. pochodzący z 1819 r. dom zaadaptowany w 1856 r. na budynek dyrekcji i wybudowany w latach 1895–1896 z przeznaczeniem na magazyn budynek, który po gruntownym remoncie w 1937 r. przeznaczono na laboratorium.

Do zachowania wszystkich tych obiektów, jak również funkcjonowania zakładu w obecnym miejscu na Kazimierzu, przyczynił się – co jest paradoksem – wybuch wojny światowej w 1914 r. Utworzenie, za prezydenturą prof. Juliusza Leo, 1 kwietnia 1910 r. tzw. Wielkiego Krakowa przez przyłączenie przyległych gmin: Zakrzówki, Dębnika, Zwierzyńca, Czarnej Wsi, Nowej Wsi, Łobzowa, Krowodrzy i Prądnika Czerwonego było przełomem zarówno w dziejach Krakowa, jak i samej gazowni miejskiej. Decyzja ta pociągnęła za sobą znaczne rozszerzenie kręgu odbiorców oraz wzrost zapotrzebowania na gaz, co spowodowało potrzebę budowy nowego zakładu. W 1911 r. podjęto decyzję o budowie nowej gazowni na peryferiach Krakowa, na Dąbiu, ale te wielkie plany zostały całkowicie przekreślone z chwilą wybuchu wojny światowej. Zaczęto realizować szeroki program przebudowy i modernizacji gazowni na dawnym miejscu, mający na celu podniesienie jej nominalnej zdolności produkcyjnej, opracowany przez ówczesnego dyrektora Krakowskiej Gazowni Miejskiej – inżyniera Mieczysława Seiferta. ■

*Autor jest emerytowanym wieloletnim pracownikiem Gazowni Krakowskiej.*



# Biogaz

## – nowy rodzaj paliwa gazowego w polskiej energetyce (cz. 1)

**Dr Ryszard Węcowski**

Najnowsza nowelizacja prawa energetycznego z 8 stycznia 2010 r. wprowadziła zmiany w definicji paliwa gazowego. Zaliczyła ona bowiem do tej kategorii także biogaz rolniczy niezależnie od pochodzenia.

Tym samym ustawodawca dostrzegł i docenił istotną rolę, jaką paliwo to odgrywa od pewnego czasu w Europie Zachodniej, a przede wszystkim w Niemczech. W kraju tym bowiem wysokie i długofalowe wsparcie finansowe zapewnione przez ustawę o energiach odnawialnych (EEG) spowodowało, iż biogazownie zaczęły wyrastać jak grzyby po deszczu. Obecnie w Niemczech jest ich już ponad 4 tysiące. Miejmy nadzieję, iż zmiany wprowadzone w obecnej nowelizacji prawa energetycznego spowodują, że w naszym kraju chociaż w części uda się powtórzyć sukces naszego zachodniego sąsiada.

W Polsce największe zainteresowanie biogazem przejawiała dotychczas

branża rolna oraz elektroenergetyczna. Wydaje się jednak, iż zasługuje on na uwagę także ze strony firm gazowniczych.

Biogaz jest gazem palnym powstającym w wyniku rozkładu materii organicznej przez bakterie beztlenowe. Jego dwoma głównymi składnikami są metan oraz dwutlenek węgla. Ich procentowy udział może się jednak znacznie różnić w zależności od rodzaju użytego substratu oraz warunków, w jakich przebiega proces fermentacji.

Przedstawione w załączonej tabeli porównanie biogazu z różnymi rodzajami gazu ziemnego wskazuje, iż biogaz o dużej zawartości metanu może pod tym względem dorównać gazowi podgrupy Ls. Niemniej jednak nawet

w takim przypadku ciepło spalania biogazu zaledwie zbliża się do ciepła spalania gazu Ls. Powodem jest obecność w gazie ziemnym niewielkiej ilości bardziej kalorycznych węglowodorów wyższego rzędu, głównie etanu i propanu, które w biogazie nie występują. Zauważyć należy także, iż liczba Wobbego dla biogazu jest wyraźnie niższa niż dla gazu Ls. Oprócz wyższej kaloryczności gazu Ls wynika to także z faktu, iż gęstość dwutlenku węgla jest znacznie większa od gęstości azotu. W praktyce oznacza to niemożność łatwego mieszania czy wzajemnego zastępowania tych gazów, nie mówiąc już o wymienności z gazem wysokometanowym.

O ile biologicznemu rozkładowi podlegać może każda materia organiczna, biogaz na skalę gospodarczą pozyskuje się w praktyce z czterech rodzajów substratów.

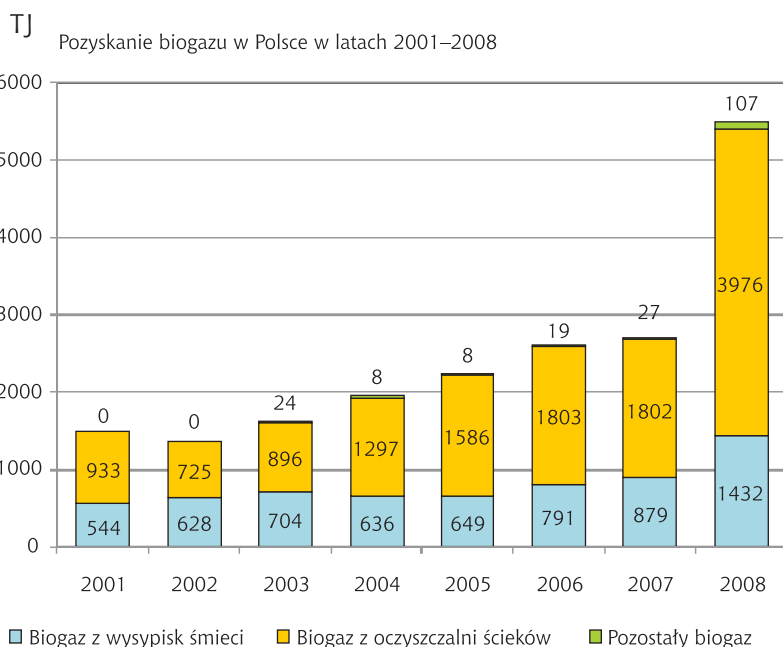
Najlepsze do tego celu wydają się **osady z oczyszczalni ścieków**. Biogaz otrzymywany z tego materiału charakteryzuje się dość dużą zawartością metanu (około 63%). Proces oczyszczania ścieków pochłania dużą ilość energii elektrycznej i ciepła, co oznacza, iż znaczną część energii z biogazu można spożytkować na własne potrzeby. Ponieważ oczyszczalnie ścieków z reguły znajdują się w pobliżu miast, nie powinno być także problemów ze zbyciem nadwyżki energii elektrycznej czy cieplej. W 2006 r. przy oczyszczalniach ścieków w Polsce działały 73 biogazownie (na ogólną liczbę 2999 istniejących oczyszczalni komunalnych oraz 1255 oczyszczalni przemysłowych).

Biogaz z powodzeniem pozyskiwać można także na **składowiskach odpadów**. Jest on mniej kaloryczny (zawartość metanu 55%) od biogazu pozyskiwanego z oczyszczalni ścieków, niemniej jednak lokalizacja wysypisk w pobliżu dużych skupisk ludności pozwala na łatwe zagospodarowanie wyprodukowanej energii. Obecnie w Polsce pozyskiwanie biogazu z wysypisk polega na zagospodarowywaniu gazu z odwiertów. W 2008 r. na 879 składowisk odpadów komunalnych tylko na 45 z nich produkowana była energia elektryczna, zaś na 8 – cieplna. Należy jednak wspomnieć, iż niedługo przy polskich wysypiskach będą musiały po-

Porównanie właściwości biogazu i gazu ziemnego

Cecha	Jednostka	Biogaz	Gaz ziemny grupy E	Gaz ziemny podgrupy Lw	Gaz ziemny podgrupy Ls
Udział CH <sub>4</sub>	%	55–70	98,0	81,3	66,9
Udział C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	%	0,0	0,8	0,3	1,0
Udział C <sub>3</sub> +	%	0,0	0,3	0,7	0,9
Udział CO <sub>2</sub>	%	30–45	0,03	0,6	1,0
Udział N <sub>2</sub>	%	0–2	0,85	17,6	29,9
Ciepło spalania	MJ/m <sup>3</sup>	21,9–27,9	39,94	32,68	28,45
Wartość opałowa	MJ/m <sup>3</sup>	19,7–25,1	36,01	29,46	25,67
Liczba Wobbego	MJ/m <sup>3</sup>	21,9–30,3	53,08	41,01	33,92

Źródło: Opracowanie własne. Dane dotyczące poszczególnych rodzajów gazu ziemnego zaczerpnięte z wyników badań gazów dystrybuowanych przez G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



wstać biogazownie, w których materia organiczna będzie przed właściwym składowaniem poddawana biodegradacji. Przepisy unijne przewidują bowiem, iż w 2020 r. jedynie 35% odpadów biodegradowalnych będzie mogło trafić bezpośrednio na wysypisko.

Kolejnym źródłem substratów do produkcji biogazu są **odpady z produkcji rolnej i przemysłu rolno-spożywczego**. Obecnie w Polsce istnieje tylko 5 biogazowni wykorzystujących ten surowiec, a szkoda, ponieważ w tym przypadku często substrat można pozyskać za darmo, a nawet otrzymać dodatkowe przychody z utylizacji odpadów. Najwyżej płatna jest utylizacja odpadów poubojowych. W tym przypadku uzyskujemy jeszcze dodatkową korzyść – odpady takie przed fermentacją muszą być poddane sterylizacji termicznej, do czego bez problemu można wykorzystać ciepło uzyskiwane ze spalania biogazu.

Ostatnim źródłem surowca do produkcji biogazu jest **rolnictwo energetyczne**. Rośliny energetyczne są najdroższym surowcem, cechującym się jednak znacznie większą dostępnością do wcześniej omówionych. Dlatego po wyczerpaniu pozostałych źródeł konieczne jest sięgnięcie po uprawy energetyczne (ślądem Niemiec najprawdopodobniej po kukurydzę).

Przedstawione na załączonym rysunku najnowsze dane GUS wskazują,

iż 2008 r. był pierwszym rokiem, w którym nastąpił gwałtowny wzrost ilości produkowanego w Polsce biogazu (o 104%) w porównaniu z rokiem poprzednim. Owe 5515 TJ biogazu to odpowiednik 140 mln m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego, co niewątpliwie stanowi wartość znaczącą. Fakt, iż została ona osiągnięta przy niewielkim stopniu wykorzystania dostępnych w Polsce substratów wskazuje na ogromne potencjalne zasoby tego paliwa.

Pozyskany biogaz można spożytkować na trzy sposoby. Zdecydowanie najbardziej popularne jest spalanie na miejscu w agregacie kogeneracyjnym. W polskich warunkach w takim przypadku otrzymamy zapłatę za oddaną do sieci energię elektryczną oraz zielony certyfikat za sprzedaż energii ze źródeł odnawialnych. Jeżeli uda nam się także znaleźć nabywcę na energię ciepłą, oprócz zapłaty otrzymamy za nią także certyfikat za wysokosprawną kogenerację. Popularność takiego zastosowania biogazu wynika z tego, iż spalanie

w agregacie kogeneracyjnym nie wymaga kosztownego uszlachetniania biogazu, polegającego na usunięciu dwutlenku węgla. Uszlachetniony biogaz określamy biometanem. Ma on właściwości bardzo zbliżone do gazu ziemnego, może więc być z nim stosowany zamiennie. **Biometan może służyć do napędu pojazdów samochodowych** (jako odpowiednik CNG) lub **być wtłaczany do sieci gazu ziemnego**. Do napędu pojazdów stosowany jest głównie w krajach skandynawskich, w których ekologiczne pojazdy mają różne przywileje, nie tylko finansowe. Wtłaczanie biometanu do sieci cieszy się natomiast coraz większą popularnością w Niemczech. W 2009 roku było w tym kraju 20 biogazowni tego typu, a drugie tyle znajdowało się w przygotowaniu. Główną zaletą takiego rozwiązania jest możliwość znalezienia zastosowania dla uzyskiwanej z biogazu energii cieplnej. Zakładając, iż biogazownie najczęściej lokalizowane są na obszarach wiejskich, w przypadku spalania biogazu na miejscu bardzo trudno jest znaleźć odbiorcę dla wyprodukowanego ciepła. W tej sytuacji, spalając biogaz, produkujemy jedynie energię elektryczną, co oznacza straty około 70% (30% to średnia sprawność produkcji energii elektrycznej w agregacie kogeneracyjnym). Biogaz ten, a konkretnie biometan, może być jednak alternatywnie wtłoczony do sieci gazowej i przesłany do dużego miasta, w którym znajdzie się również zastosowanie dla wytworzonej energii cieplnej (wykorzystanie energii z biometanu wyniesie więc 80%–85%). Nie bez znaczenia jest także różnica strat energii na przesył. W przypadku transportu paliwa gazowego standardowo wynoszą one 1%–2%, zaś w przypadku energii elektrycznej mogą wynosić nawet 10%. ■

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



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

# Przesłano 250 mld m<sup>3</sup>

W lutym 2010 roku ilość gazu przetransportowanego gazociągiem tranzytowym Jamał – Europa Zachodnia przekroczyła 250 mld m<sup>3</sup>.

System Gazociągów Tranzytowych (SGT) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest częścią gazociągu biegnącego z Rosji, poprzez Białoruś i Polskę, do Europy Zachodniej. Użytkownikiem i właścicielem SGT na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest EuRoPol GAZ s.a. Długość gazociągu tranzytowego na terytorium RP wynosi ok. 683,9 km.

Gazociąg tranzytowy przebiega na terenie Polski równoleżnikowo, ze wschodu na zachód: od granicy białorusko-polskiej w rejonie wsi Kondratki, następnie na południe od Białegostoku, na północ od Włocławka przekracza Wisłę, w rejonie zachodniej Polski przebiega na północ od Poznania, a następnie przekracza granicę polsko-niemiecką na Odrze w rejonie miejscowości Górzycy.

Trasę gazociągu wytyczono, uwzględniając wymagania niezawodności gazociągu, przy założeniu minimalizacji wpływu na środowisko zarówno w okresie prowadzenia robót budowlano-montażowych, jak i w czasie eksploatacji. Generalnie, gazociąg nie narusza obszarów chronionych, takich jak parki narodowe i ich strefy ochronne (otuliny) oraz rezerваты przyrody. Jedynie 11,9% trasy gazociągu przebiega przez tereny leśne, na których wymagane było trwałe wylesienie pasa szerokości 8 m, a około 6% przez tereny podmokłe i bagniste, na których występują wrażliwe warunki hydrologiczne. Ryzyko ekologiczne istnieje zawsze, jednak z uwagi na to, że gaz ziemny jest środowiskowo czystym nośnikiem energii, a transport rurociągami uznawany jest za najbardziej ekonomiczny i proekologiczny, ryzy-

ko zagrożenia środowiska w przypadku SGT można uznać za minimalne.

Szczególnym wyzwaniem technicznym było przekroczenie 6 dużych rzek na trasie gazociągu: Odra (przekroczenie zrealizowane przez stronę niemiecką), Warta i Skrwa (przekroczenia zrealizowane systemem mikrotunelowania pod korytem rzeki), Noteć, Wisła i dwa razy Narew (przekop otwarty w dnie rzek i przeciągnięcie zmontowanego na brzegu odcinka gazociągu, tzw. syfonu z obetonowaniem ciągłym, zabezpieczającym stabilność gazociągu na przekroczeniu). Przekroczenia te (poza przekroczeniem Skrwy) zrealizowano z nitkami rezerwowymi, stanowiącymi elementy planowanej rozbudowy gazociągu tranzytowego.

Trasa gazociągu przechodzi przez ponad 6600 prywatnych działek, z których właścicielami EuRoPol GAZ zawarł umowy na udostępnienie terenu pod budowę gazociągu, a także do wykonywania niezbędnych czynności eksploatacyjnych oraz zapłacił odszkodowania za zajęcie terenu na czas budowy i za obniżenie plonów w okresie od pięciu do ośmiu lat od zakończenia budowy.

Od roku 2008 trwają procedury ustanawiania służebności przesyłu na działkach, których dostępność jest niezbędna w celu wykonywania czynności eksploatacyjnych gazociągu.

Planowana przepustowość systemu: zrealizowanej części – około 33 mld m<sup>3</sup>/rok (w tym 3,0 mld m<sup>3</sup>/rok do Polski); docelowa – około 65 mld m<sup>3</sup>/rok (w tym 14,0 mld m<sup>3</sup>/rok do Polski).

Okres użytkowania systemu został określony w dokumentacji projektowej na 50 lat.

■ Gazociąg o długości handlowej 683,9 km przekazany został do ruchu próbnego w 1999 r. i przyjęty do eksploatacji w 2000 r.

■ Tłocznie gazu zostały przyjęte do eksploatacji w latach 2000–2006 (TG Kondratki – styczeń 2000 r.,

TG Włocławek – listopad 2000 r., TG Ciechanów – lipiec 2005 r., TG Szamotuły – lipiec 2005 r., TG Zambrów – styczeń 2006 r.).

■ Stacje pomiarowo-rozliczeniowe przekazano do użytkowania łącznie z tłoczniami. Ciągi pomiarowe w stacjach Kondratki i Włocławek zmodernizowano w latach 2007–2008 (zastosowano pomiar ultradźwiękowy).

■ Systemy łączności i SCADA były realizowane i oddawane do użytkowania etapami odpowiadającymi etapom budowy gazociągu i oddawania do użytku tłoczni gazu.

W związku z ujęciem tłoczni SGT w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008–2012 (maj 2007 roku) opracowano i złożono wnioski o pozwolenie administracyjne do uczestniczenia w systemie raportowania i handlu oraz przydzielenia konkretnej liczby uprawnień dla wszystkich tłoczni razem. Uzyskano stosowne decyzje administracyjne, na podstawie których prowadzone jest na bieżąco monitorowanie emisji i rozliczanie uprawnień w rocznych raportach.

Zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy „Prawo ochrony środowiska”, spółka została objęta programem składania raportów PRTR (Rejestr Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń, ang. *Pollutant Release and Transfer Register*), jako grupa instalacji wymagających pozwoleń zintegrowanych.

Podjęto więc działania organizacyjne umożliwiające służbom ochrony środowiska spółki przekazanie do końca marca każdego roku wojewódzkim inspektorom ochrony środowiska wymaganych informacji o uwalnianiu zanieczyszczeń do środowiska oraz o przemieszczaniu się zanieczyszczeń i odpadów poza miejsce ich powstania (tłocznie) za okres całego poprzedniego roku. ■

**Jerzy Tabaka**  
**Ryszard Likus**  
SGT EuRoPol GAZ s.a.



dokończenie ze str. 7

mu wynikającego z realizowanej przez spółkę strategii zaangażowania społecznego.

● **15 stycznia.** GAZOPROJEKT zorganizował we Wrocławiu seminarium pt. „Aktualne problemy i metodologiczne podstawy projektowania infrastruktury technicznej”. Seminarium otworzył prezes zarządu Karol Kalemba, a wśród wygłoszonych referatów poruszono najważniejsze kwestie związane ze specyfiką projektowania, ze szczególnym nastawieniem na problemy, z jakimi styka się na co dzień kadra inżynierska.

Podczas seminarium odbyła się uroczystość pożegnania odchodzącego na emeryturę **Adama Matkowskiego**, dyrektora ds. projektowania i rozwoju. Odejście ze stanowiska nie oznacza całkowitego zerwania więzów z projektowaniem, firmą GAZOPROJEKT oraz branżą gazowniczą, ponieważ po krótkim i zasłużonym odpoczynku Adam Matkowski będzie nadal pomagał w realizacji najważniejszych prac w biurze, pełniąc funkcję pełnomocnika dyrektora – doradcy zarządu.



Adam Matkowski

● **13–14 stycznia.** Dwunasta edycja ogólnopolskiej konferencji INWESTORSKI TOR PRZESZKÓD (ITP) odbyła się w Warszawie. W zorganizowanym po raz pierwszy interaktywnym głosowaniu zdecydowana większość uczestników negatywnie oceniła obowiązujące obecnie przepisy prawne regulujące proces realizacji inwestycji budowlanych w Polsce (prawo budowlane, ustawę o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz prawo ochrony środowiska). Jednocześnie 43% głosujących oceniło zmiany legislacyjne dokonane w ostatnich dwóch latach na gorsze. 46% jest zdania, że wprowadzane nowelizacje prawa nie zmieniły sytuacji inwestorów w naszym kraju.

● **Styczeń.** Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. po raz pierwszy przystąpiło w tym roku do rankingu Gazeli Biznesu i zostało odznaczone tym prestiżowym tytułem.

● **1 stycznia.** Od 1 stycznia 2010 r. Polskie LNG sp. z o.o. spółka zależna Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A., odpowiedzialna za budowę terminalu LNG w Świnoujściu, uległa przekształceniu w spółkę akcyjną, zgodnie z postanowieniem Sądu Rejonowego Szczecin-Centrum w Szczecinie z 31 grudnia 2009 r.

● **30 grudnia 2009 r.** Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. podpisał umowę z Polską Agencją Rozwoju Przedsiębiorczości jako instytucją wdrażającą na dofinansowanie projektu „Opracowanie i wdrożenie technologii wzorcowania gazomierzy na średnim i wysokim ciśnieniu w systemie otwarty-zamknięty” ze środków Programu Operacyjnego „Innowacyjna Gospodarka”. Stanowisko powstanie na terenie tłoczni Hołowczyce i będzie to pierwsze stanowisko tego typu w Polsce. Zakończenie projektu planowane jest na 2013 r.

● **1 grudnia 2009 r.** operatorzy europejskich systemów przesyłowych, w tym GAZ–SYSTEM S.A., powołali organizację European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), której powstanie jest wynikiem implementacji legislacji dotyczącej wewnętrznego rynku energii UE zawartej w tzw. Trzecim Pakiecie Energetycznym (*Third Energy Package*). Zadaniem ENTSOG będzie m. in. opracowywanie kodeksów sieci obejmujących zasady bezpieczeństwa i niezawodności sieci, przyłączenia do sieci, dostępu stron trzecich, wymiany danych i rozliczeń, interoperacyjności, alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami, wymiany handlowej, przejrzystości, bilansowania, a także procedury operacyjne w sytuacjach awaryjnych. ■



Podstawową działalnością Pomorskiej Spółki Gazownictwa jest świadczenie usługi dystrybucji gazu ziemnego w sposób ciągły, bezpieczny i ekologiczny, pamiętając o potrzebach społecznych. Spółka realizuje swoje cele na obszarze województwa pomorskiego, kujawsko-pomorskiego oraz części warmińsko-mazurskiego i zachodniopomorskiego.

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





Polacy tym razem bez medalu, ale znowu w czwórce wielkiej imprezy.

## O krok od medalu

Po prawie roku przerwy na koszulkach polskich piłkarzy ręcznych znowu pojawił się sponsor. Na mistrzostwa Europy do Austrii pojechali z logo PGNiG. Jeszcze nigdy żadna impreza nie układała się od początku tak dobrze dla biało-czerwonych. Wygrali wszystkie mecze pierwszej fazy grupowej, w której pokonali między innymi Niemców i Szwedów. Polaków zaczęto stawiać w roli faworytów nawet do złota. I kto

wie jakby się skończyło, gdyby siły zła, w osobach sędziów z Norwegii w półfinale, nie sprzyściły się przeciwko naszej reprezentacji. W meczu o brąz Polacy nie dali rady Islandczykom. Mimo że próbowali do ostatnich sekund doprowadzić do remisu, straty z pierwszej połowy okazały się zbyt duże. Z mistrzostw Europy wrócili więc bez medalu, ale po raz kolejny pokazali, że są jedną z najsilniejszych drużyn na świecie. A nowy sponsor

może zacierać ręce z zadowolenia. Mecze Polaków na tych mistrzostwach oglądały średnio prawie 4 miliony widzów. Specjaliści od arytmetyki wyliczyli też, że nasza reprezentacja na mistrzostwach Europy notuje stały postęp. W kolejnych imprezach zajęli siódme oraz czwarte miejsce. Jeśli wierzyć matematyce, za dwa lata sięgną po złoto... ■

Michał Gąsiorowski



Bartosz Jurecki z piłką – nie do zatrzymania.



Karol Bielecki – najmocniejszy rzut na świecie.



Tomasz Tłuczyński rzadko myli się w karnych.

Gratulujemy dorobku  
i sukcesów





# Dostarczając energię, dzielimy się ciepłem

Nasza historia sięga XIX wieku. Dlatego śmiało wybiegamy w przyszłość. Dysponujemy wiedzą i technologią, która pozwala nam prowadzić poszukiwania złóż gazu i ropy naftowej na całym świecie. Jesteśmy liderem w Polsce i mamy energię, którą przekazujemy innym.







Międzyzdroje 17-19 maja 2010

„Postęp technologiczny i organizacyjny w gazownictwie”

„Racjonalizacja kosztów działalności branży gazowniczej (dystrybucja, przesył oraz obrót)”



Organizator Konferencji:



studio | 4u

[www.gazterm.pl](http://www.gazterm.pl)

Partner Konferencji:



Kontakt z biurem organizacyjnym:

Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5, tel. 091 485 17 10, fax: 091 485 17 17, tel. 0 607 220 470, 0 512 092 384, e-mail: [gazterm@gazterm.pl](mailto:gazterm@gazterm.pl)