

wrzesień 2007

Przegląd Gazowniczy

nr 3 (15)

ceną 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa z dr. Adamem Szafrąńskim,
prezesem URE**

**Gaz
z morskiej toni**

Temat wydania:

**CNG – NADZIEJA
MOTORYZACJI**

ISSN 1732-6575 INDEKS 386464



16 -18 kwietnia 2008
Hotel Gołębiowski, Wisła

I Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego



temat przewodni

KIERUNKI ROZWOJU POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

Sesje plenarne I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego obejmują następującą tematykę:

- 1) gaz ziemny a bezpieczeństwo energetyczne Polski,
- 2) gospodarka energetyczna Polski w kontekście gazu ziemnego,
- 3) liberalizujący się polski przemysł gazowniczy – problemy i dylematy.

Patronat Honorowy

Pan Piotr Woźniak,

Minister Gospodarki

Pan Krzysztof Głogowski,

Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA

Pan Igor Wasilewski,

Prezes Zarządu Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz System SA

Prof. dr hab. inż. Antoni Tajduś,

Rektor Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica

Przewodniczący Rady Programowej

Prof. Stanisław Rychlicki,

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica

Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego

Pan Jan Anysz,

Wiceprezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA



Szanowni Państwo,

Od pierwszego numeru „Przeglądu Gazowniczego” staraliśmy się, by na łamach naszego kwartalnika poruszać tematy, które są dla środowiska polskiego gazownictwa najważniejsze.

Upominać się – jeśli to konieczne – lub wskazywać na takie rozwiązania prawne i instytucjonalne, które sprzyjać będą rozwojowi sektora gazowniczego i ułatwić funkcjonowanie przedsiębiorstw.

Możemy mieć satysfakcję, że wiele z poruszanych kwestii znalazło swoje pozytywne rozwiązanie, wiele wskazywanych przez nas rozwiązań czy projektów legislacyjnych znajduje się na końcowym etapie procedowania.

Na jedną ze spraw wskazujemy w bieżącym numerze naszego kwartalnika.

Tematem wydania uczyniliśmy kwestię rozwoju rynku CNG w Polsce.

Z uwagą obserwowaliśmy i opisywaliśmy kolejne inwestycje czynione przez spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG SA, które poszerzały dostęp użytkowników do tego ekologicznego paliwa i zachęcały producentów samochodów do wzbogacenia oferty o modele wyposażone w instalacje gazowe. W ostatnich trzech latach inwestycje te pochłonęły ponad 100 mln złotych i przyszłościowa technologia CNG zaczynała zaznaczać swoją obecność w transporcie publicznym, a nawet wśród użytkowników samochodów osobowych.

I nagle pojawiło się zagrożenie dla tego obiecującego rynku w postaci projektu obłożenia go podatkiem akcyzowym.

Pomysł ten – jeśli miałby się ziścić – czyni owe inwestycje nierentownymi, bo paliwo gazowe przestanie być konkurencyjne cenowo wobec paliw tradycyjnych. Podejmowane przez środowisko polskiego gazownictwa interwencje w postaci raportów i analiz wskazujących na walory CNG jako alternatywnego źródła energii w motoryzacji sprawiły, że ministerstwo finansów odstąpiło od tego pomysłu. Sprawa jednak nie jest zakończona – ustawa o podatku akcyzowym nie została jeszcze przyjęta przez parlament – dlatego raz jeszcze prezentujemy racje przemawiające za tym, by została ostatecznie rozstrzygnięta. W interesie środowiska naturalnego i w interesie użytkowników samochodów, którzy dzięki instalacjom gazowym zyskują dostęp do taniego i bezpiecznego paliwa.

Mirosław Dobrut
Prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Rada Programowa

przewodniczący

Mieczysław Menżyński

wiceprzewodniczący

Cezary Mróz – członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka – pełnomocnik ds. public relations, Górnoląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Zabrze

Włodzimierz Kleniewski – pełnomocnik ds. public relations, Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Ewelina Labak – Izba Gospodarcza Gazownictwa

Leszek Łuczak – pełnomocnik ds. public relations, Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Marzena Majdzik – dyrektor Biura Rozwoju Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. we Wrocławiu

Aneta Marzec – specjalista ds. PR, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

Jolanta Nowak – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Katarzyna Wróblewicz – pełnomocnik ds. public relations, Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Gdańsku

Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. (+48) 022 691 87 80
tel./faks (+48) 022 691 87 81
e-mail: office@igg.pl
www.igg.pl

Przygotowanie i opracowanie redakcyjne:
Fundacja Klubu 500
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. (+48) 022 628 06 28, 625 56 04
tel./faks (+48) 022 628 83 92
e-mail: klub500@klub500.org.pl
lub sekretariat@nzg.pl

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

Redaktor prowadzący: Grażyna Smulska
tel. 022 625-56-04

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP: BARTGRAF
tel. (+48) 022 625 55 48
e-mail: bartgraf@nzg.pl

Temat wydania

- 8 **CNG – paliwo do twojego samochodu** – Jan Sas pisze o korzyściach ze stosowania gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów oraz o rozwoju tej technologii w Polsce i na świecie. Komentują senator Urszula Gacek i Wojciech Stępniewski.
- 12 **Akcyzo, pozwól żyć** – czy CNG zostanie wyłączone z opodatkowania podatkiem akcyzowym – zastanawia się Adam Cymer

Nasz wywiad

- 14 **Wizja bezpiecznej konkurencyjności** – z dr. Adamem Szafrąnskimi, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, rozmawia Adam Cymer

Prawo

- 15 **Wygaśnięcie służebności przesyłu** – dr Jakub Pokrzywniak analizuje projekt przepisów mających wprowadzić do kodeksu cywilnego służebność przesyłu.

Publicystyka

- 17 **Nierozliczone ilości gazu** – Grzegorz Bartoszewski kontynuuje rozważania na temat strat gazu i sposobów ich uniknięcia. Tym razem przedmiotem jego analizy są straty pozorne, wynikające z błędów pomiaru.

Nowe technologie

- 20 **Spalanie w turbinach gazowych** – prof. Tomasz Dobski pisze o zasadach eksploatacji i zaletach turbin gazowych.

G.EN. Gaz Energia SA

- 24 **Budujemy pozytywny wizerunek poprzez społeczne zaangażowanie.**

Sport

- 26 **XX Mistrzostwa Polski GK PGNiG SA w Tenisie Ziemnym** – relacja Włodzimierza Kleniewskiego

Grupa Kapitałowa PGNIG SA

- 28 **Dajemy dzieciom Skrzydła! Nowe programy Fundacji PGNiG.**
- 30 **Należy wsłuchiwać się w tętno rynku** – mówi Krzysztof Hnatio, prezes Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w rozmowie z Piotrem Wojtasikiem.
- 32 **Interaktywna wykładzina** – o precedensowej instalacji renowacji gazociągu metodą Compact Pipe w obszarze działania Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego piszą Andrzej J. Rudzki, Marek Palimąka i Dariusz Tarasewicz.
- 34 **Dystrybucja i obrót oddzielnie** – zmiany restrukturyzacyjne w GK PGNiG z perspektywy Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego opisuje Bożena Malaga-Wrona.
- 36 **140 lat łódzkiego gazownictwa** – o jubileuszu i jego obchodach piszą Piotr Czerwiński i Włodzimierz Tomczak.
- 38 **W zgodzie z naturą** – o pracach rekultywacyjnych podejmowanych na terenach byłych gazowni klasycznych, przez Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego pisze Anna Hoczyk.
- 40 **Coraz dłuższa sieć; Mapa systemu dystrybucyjnego, Bezpieczeństwo; Dar dla kliniki** – o działaniach Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w skrócie.

Gaz – System S.A.

- 42 **Działalność normalizacyjna w systemie gazowym** – druga część artykułu omawiającego normy z zakresu gazownictwa, pióra Krystyny Kuchty i Andrzeja Molatty.

Osobowość

- 44 **Misja tworzenia** – sylwetkę Adama Matkowskiego prezentuje Adam Cymer.

Kultura

- 46 **Mistrz Szekspir w Gdańsku** – o tegorocznej edycji Festiwalu Szekspirowskiego w Gdańsku pisze Katarzyna Wróblewicz.

Historia

- 48 **70 lat gazownictwa sandomierskiego** – opisuje Józef Myjak.

Technologie

- 50 **Gaz z morskiej toni.**



12



48

Zdjęcie na okładce: elektrociepłownia gazowa we Władysławowie.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Pomimo wakacyjnych miesięcy w IGG trwały intensywne prace nad przygotowaniem kilku konferencji i szkoleń, zbierał się również Zespół Roboczy ds. UDT i Komitet Standardu Technicznego. Wyniki tych działań chciałabym Państwu w kilku słowach przedstawić.

Od dłuższego czasu w IGG trwają prace, w tym konsultacje ze wszystkimi firmami zrzeszonymi w IGG, nad przygotowaniem propozycji zmian i nowelizacji aktualnie obowiązującego rozporządzenia ministra gospodarki z 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Uwzględnia one m.in. ostatnie uzgodnienia między Izbą Gospodarczą Gazownictwa a Urzędem Dozoru Technicznego w zakresie dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi oraz nad przygotowaniem propozycji uregulowań spraw eksploatacji sieci gazowych w przygotowywanym projekcie rozporządzenia w sprawie warunków technicznych użytkowania sieci gazowych.

28 – 30 sierpnia br. w Złockiem, w Centrum Zdrowia i Rekreacji GEOVITA, odbyło się kolejne spotkanie Zespołu ds. UDT, podczas którego omawiano uwagi nadesłane przez firmy z branży gazowniczej do ww. projektów rozporządzeń. Spotkanie zakończyło się przyjęciem jednolitego tekstu projektu aktualizacji rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, przy zgłoszeniu zdania odrębnego przez niektórych uczestników. Zapowiedziano kontynuowanie prac nad drugim projektem na kolejnym spotkaniu zespołu.

28 czerwca br. w siedzibie IGG odbyło się IV plenarne posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, na którym kierownicy poszczególnych zespołów roboczych, a jest ich 6, referowali swoje wstępne koncepcje pracy, zwracając uwagę na cele, jakie postawiono przed zespołem, przewidywaną organizację pracy, zwłaszcza w dużych liczebnie zespołach. Mówili też o tym, jaka będzie forma końcowego dokumentu, jaki przewiduje się harmonogram prac i jaki proponuje się budżet. Po dyskusji komitet postanowił, że zespoły robocze przygotowują ostateczne koncepcje swojej pracy i na następnym posiedzeniu, które zaplanowano na 26 września, podejmie uchwałę o ich akceptacji.

10 – 12 września w Juracie zorganizowaliśmy wspólnie z Pomorskim Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. konferencję pt. „Perspektywy rozwoju energetyki gazowej”.

Stan przekształceń w sektorze gazowym, nowa sytuacja przedsiębiorstw gazowniczych po uwolnieniu rynku gazu, jak również energia odnawialna i nowe wyzwania pojawiające się na rynku energii to tematy, którym poświęciliśmy szczególną uwagę.

Program konferencji podzielony został na trzy panele tematyczne: uwolnienie rynku energii, energetyka odnawialna technologie odnawialno-gazowe.

Do wygłoszenia referatów zaprosiliśmy wybitnych ekspertów i praktyków z Polski i z zagranicy. Konferencja cieszyła się bardzo dużym zainteresowaniem, uczestniczyło w niej ok. 100 osób z branży gazowniczej i elektroenergetycznej.

Formalny obowiązek prawnego wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego do 1 lipca 2007 r. został spełniony. Polskie przedsiębiorstwa energetyczne zastosowały wiele różnych technik wydzielenia OSD z różnym bilansem korzyści i problemów.

Z przyjemnością więc informujemy o kolejnej organizowanej przez nas 16 października konferencji „**ENERGETYKA W POLSCE PO WYDZIELENIU OSD**”, która będzie stanowiła znakomitą płaszczyznę wymiany praktycznych doświadczeń związanych z powstaniem wielkich, pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych w Polsce i wydzieleniem OSD. Tak jak podczas I Konferencji pt. „Wydzielenie OSD – doświadczenia praktyczne”, która odbyła się w marcu br., będziemy konfrontowali doświadczenie przedstawicieli spółek elektroenergetycznych i gazowniczych, ekspertów oraz przedstawicieli Urzędu Regulacji Energetyki i Ministerstwa Gospodarki.

17 – 19 października 2007 r. odbędzie się II Konferencja **NIEROZLICZONE ILOŚCI GAZU** – wyznaczanie i metody ograniczania strat.

Gazownictwo od początku swego istnienia boryka się z problemem występowania strat gazu. Walka o zmniejszenie poziomu nierozliczonych ilości paliwa gazowego prowadzona jest na coraz większą skalę, przy wykorzystaniu coraz nowocześniejszych metod.

W wyniku dużego zainteresowania zagadnieniami poruszonymi podczas I Konferencji postanowiono kontynuować rozpoczęte prace i w ramach Izby Gospodarczej Gazownictwa powołano Zespół Ekspertów ds. Nierozliczonych Ilości Gazu wraz z licznymi podzespołami. Patronat nad konferencją objął Oddział Gdański Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

W imieniu organizatorów konferencji i własnym zapraszamy Państwa do wzięcia udziału w obradach.

Zbliżające się jesienne miesiące będą dla IGG okresem dużej aktywności. W październiku planujemy wspólnie z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów uruchomienie kilku szkoleń, m.in.: studium doskonalenia umiejętności menedżerskich, studium finansów dla menedżerów, studia zarządzania projektami, szkolenie z zakresu obsługi klienta. Mamy zamiar również uruchomić kolejne edycje studiów Master of Business Administration (MBA) w języku polskim i angielskim.

Wszelkie informacje na temat studiów, szkoleń i konferencji organizowanych przez IGG dostępne są na naszej stronie internetowej www.igg.pl oraz w biurze IGG.

Zapraszamy Państwa do współpracy i udziału w organizowanych przez nas konferencjach.



Ewelina Labak
Izba Gospodarcza
Gazownictwa



Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa powołał na stanowisko wiceprezesa zarządu Karola Kalembę z Biura Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A.

Karol Kalemba jest absolwentem wydziału prawa i administracji Uniwersytetu Wrocławskiego. Ukończył podyplomowe studium „Zarządzanie pracą” na Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu oraz „Inżynieria Gazownictwa” na Politechnice Warszawskiej. Obecnie kończy podyplomowe studia menedżerskie MBA prowadzone przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów przy Uniwersytecie Gdańskim. Posiada również uprawnienia biegłego rewidenta.

W branży gazowniczej pracuje od 1988 roku. Zaczynał jako główny księgowy, potem został dyrektorem ekonomicznym. Od dwunastu lat jest prezesem i dyrektorem naczelnym Biura Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” S.A. we Wrocławiu.

Karol Kalemba posiada odznaczenia: Generalny Dyrektor Górniczy III Stopnia i „Zasłużony dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa”. Ponadto posiada też Honorową Odznakę SITPNIg, Złoty Krzyż Zasługi, tytuł „Złotego inżyniera V-lecia” nadany przez „Przegląd Techniczny”, odznakę „Zasłużony dla budownictwa” i „Zasłużony dla górnictwa RP”.

Jest członkiem prezydium Towarzystwa Rozwoju Infrastruktury ProLinea, członkiem zarządu SITPNIg – Oddział Dolnośląski we Wrocławiu, a także Rady Izby Projektowania Budowlanego w Warszawie.

● **18 września** Geofizyka Kraków, spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, wygrała przetarg na realizację badań sejsmicznych dla duńskiego koncernu energetycznego DONG Energy. Będzie to pierwszy kontrakt polskiej firmy w Danii.

– *Realizacja projektu rozpocznie się na przełomie września i października* – zapowiada Leopold Sułkowski, prezes zarządu Geofizyki Kraków. Celem badań, które zlokalizowane będą w rejonie miasta Sonderborg, są poszukiwania wód geotermalnych umożliwiających produkcję lokalnego ogrzewania.

DONG Energy jest największym duńskim koncernem energetycznym, który zajmuje się poszukiwaniami, eksploatacją i sprzedażą ropy naftowej i gazu oraz jest dostawcą energii elektrycznej, także tej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Należąca w większości udziałów do duńskiego skarbu państwa firma zatrudnia 4,5 tys. pracowników i w roku 2006 osiągnęła 4,8 mld euro przychodów. – *Mimo, że Geofizyka Kraków nie pracowała jeszcze w Danii, jesteśmy pod wrażeniem profesjonalizmu, z jakim spotkał się z ich strony. To zapowiada owocną współpracę* – mówi Jesper Magtengard, Business Manager ds. Energii Geotermalnej w DONG Energy.

● **18 września** Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa odwołał z funkcji wiceprezesa zarządu Konrada Śniatałę z firmy Atrem Sp. z o. o.

● **17 września** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo PGNiG otrzymało od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii (ang. *Ministry of Petroleum and Energy*) tzw. prekwalifikacje oraz kwalifikacje w związku z zakupem ok. 12% udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w złożach Skarv, Snadd i Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Otrzymanie prekwalifikacji oraz kwalifikacji od norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii jest jednym z warunków realizacji transakcji pomiędzy PGNiG a ExxonMobil. PGNiG SA jest dziewiątą firmą, która przeszła w tym roku prekwalifikacje jako operator lub udziałowiec na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Procedura prekwalifikacji i kwalifi-

kacji polegała na dokonaniu przez przedstawicieli norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii audytu sytuacji finansowej spółki, jej zdolności wydobywczych, wiedzy geologicznej oraz kompetencji w zakresie organizacji, bezpieczeństwa i higieny pracy.

● **10 września** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w prowadzonym przetargu publicznym w trybie negocjacji z ogłoszeniem na wykonanie „Dokumentacji projektowej procesowej oraz architektoniczno-budowlanej, wymaganej prawem budowlanym do uzyskania wszystkich wymaganych pozwoleń wraz z uzyskaniem pozwolenia na budowę dla zadania pn. «Terminal regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu»” wysłało zaproszenia do złożenia ofert wstępnych do trzech potencjalnych wykonawców: Tractebel Engineering, SNC-LAVALIN SERVICES Ltd., Konsorcjum SENER Ingenieria Y Systemas S.A. SENER sp. z o.o.

● **9 września** Eksperti i menedżerowie branży energetycznej zaproszeni przez PGNiG uczestniczyli w panelu pt. „Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej”. Panel PGNiG SA otworzył segment dyskusji dotyczących energii i paliw w drugim dniu Forum Ekonomicznego w Krynicy. Centralnym zagadnieniem była potrzeba dywersyfikacji źródeł dostaw gazu.

Zarówno temat, jak i skład panelistów przyciągnął uwagę i dyskusja odbyła się przy pełnej sali. Sytuację na rynkach krajów Europy Środkowej, silnie uzależnionej od rosyjskiego kierunku dostaw gazu, przedstawili reprezentujący PGNiG SA Rafał Oleszkiewicz, dyrektor zarządzający ds. strategii oraz Laszlo Varro, główny ekonomista węgierskiej grupy MOL. Ministerstwo Gospodarki, wspierające kluczowe dla bezpieczeństwa kraju projekty dywersyfikacyjne reprezentował Maciej Woźniak, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu. Czeski punkt widzenia przedstawił Vaclav Bartuska, specjalny wysłannik Ministerstwa Spraw Zagranicznych Republiki Czeskiej.

Paneliści zgodzili się z ekspertem reprezentującym Instytut Sobieskiego, Tomaszem Chmalem, że brakuje wspólnej polityki unijnej dotyczącej bezpieczeństwa energetycznego na rynku dostaw

gazu i że niezbędne jest wypracowanie jednolitego stanowiska państw członkowskich. Wszyscy podkreślali też konieczność podejmowania inicjatyw pozwalających uniezależnić się od jednego kierunku dostaw.

Ważnym wkładem w dyskusję były wypowiedzi Thora Otto Lohne, wiceprezesa norweskiego koncernu Gassco, jedyne reprezentanta kraju nienależącego do Unii Europejskiej. PGNiG SA i Gassco są członkami Konsorcjum Skanled, budującego gazociąg z Norwegii do Szwecji i Danii, który ma być elementem połączenia Polski ze źródłami gazu w Skandynawii. Norweski kierunek dostaw gazu jest kluczowy dla zapewnienia Polsce, a pośrednio i Unii Europejskiej bezpieczeństwa energetycznego.

Dyskusję moderowała dziennikarka „Rzeczpospolitej”, Agnieszka Łakoma.

- **6 września** PGNiG przeszło po myślnie proces prekwalfikacji w postępowaniu prowadzonym przez National Oil Corporation (NOC) Libii na wybór operatora na koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych węglowodorów. Bloki koncesyjne, o których mowa w przetargu, znajdując się w basenach naftowych to Ghadames, Sirt, Murzuq oraz Cyrenaica.

- **18 lipca** PGNiG SA parafowało w Kairze arabską i angielską wersję umowy koncesyjnej na poszukiwania i eksploatację węglowodorów w Arabskiej Republice Egiptu na Blok Bahariya.

PGNiG złożyło także stosowną wstępną gwarancję bankową.

Niewątpliwie jednym z powodów, dla których koncern naftowy Shell, drugi w świecie po ExxonMobil potentat na rynkach naftowych, zainteresował się naszą spółką, jest jej ekspansywność na rynkach zagranicznych, głównie azjatyckich, w dziedzinie badań sejsmicznych. W ciągu kilku ostatnich lat GT wykonała blisko 60 kompleksowych badań sejsmicznych w Polsce, Bułgarii, Indiach, Iranie, Kazachstanie, Litwie, Niemczech i w Rosji (Sachalin).

- **17 lipca** koncern Shell przyznał Geofizyce Toruń należącej do GK PGNiG kontrakt na realizację badań sejsmicznych w Syrii. Po raz pierwszy w swej historii Shell powierzył wykonanie takich prac firmie z Europy Centralnej. Dla toruńskiej spółki oznacza to awans do ścisłej światowej czołówki firm geofizycznych, gdyż standardy Shella są najwyższymi w przemyśle poszukiwań naftowych. Szczególną wagę Shell przywiązuje do bezpieczeństwa i ochrony środowiska.

- **2 lipca** GAZ – SYSTEM S.A. podpisał porozumienia z PGNiG SA i operatorami systemu dystrybucyjnego w sprawie wyłączenia elementów majątku z umowy leasingowej. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. określił wraz z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA (PGNiG) elementy majątku właściwe dla systemu dystrybu-

cyjnego, które do końca 2007 roku zostaną wyłączone z umowy leasingu, na podstawie aneksu do umowy podpisanego przez spółki. Walne Zgromadzenie GAZ – SYSTEM S.A. 29 czerwca 2007 roku wyraziło zgodę na podpisanie aneksu do umowy leasingu.

GAZ – SYSTEM S.A., PGNiG SA i operatorzy systemu dystrybucyjnego podpisali także porozumienia regulujące sprawy związane z wyłączeniem elementów majątku z umowy leasingu. GAZ – SYSTEM S.A. wyłącza z umowy leasingowej tylko te elementy majątku, które nie są niezbędne do pracy operatora systemu przesyłowego.

Spółka skupi się na zarządzaniu kluczowymi gazociągami i rozbudowie krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego. Sieć gazociągów zarządzana przez GAZ – SYSTEM S.A. zmniejszy się o około 4,3 tys. kilometrów. Wyłączone będą gazociągi wysokiego ciśnienia, które mają charakter dystrybucyjny. Proces wyłączenia nie będzie miał wpływu na zdolność przesyłową krajowego systemu przesyłowego i jego bezpieczną pracę. Zmniejszy się liczba punktów wyjścia z systemu, czyli miejsc odbioru gazu ziemnego z systemu przesyłowego. W związku z wydzieleniem elementów majątku GAZ – SYSTEM S.A. będzie ponosił mniejsze koszty leasingu (mniejsze raty leasingowe). Zmniejszone zostaną także koszty związane z eksploatacją systemu.

- **29 czerwca** Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. oraz wschodniemiecki operator systemu przesyłowego ONTRAS-VNG Gastransport GmbH podpisali porozumienie regulujące kwestie związane z warunkami technicznymi dotyczącymi stacji granicznych (Lasów, Gubin, Kamminke), na których odbywa się pomiar ilości i jakości gazu. Dokument określa także sposoby i procedury wymiany informacji pomiędzy operatorami oraz zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych.

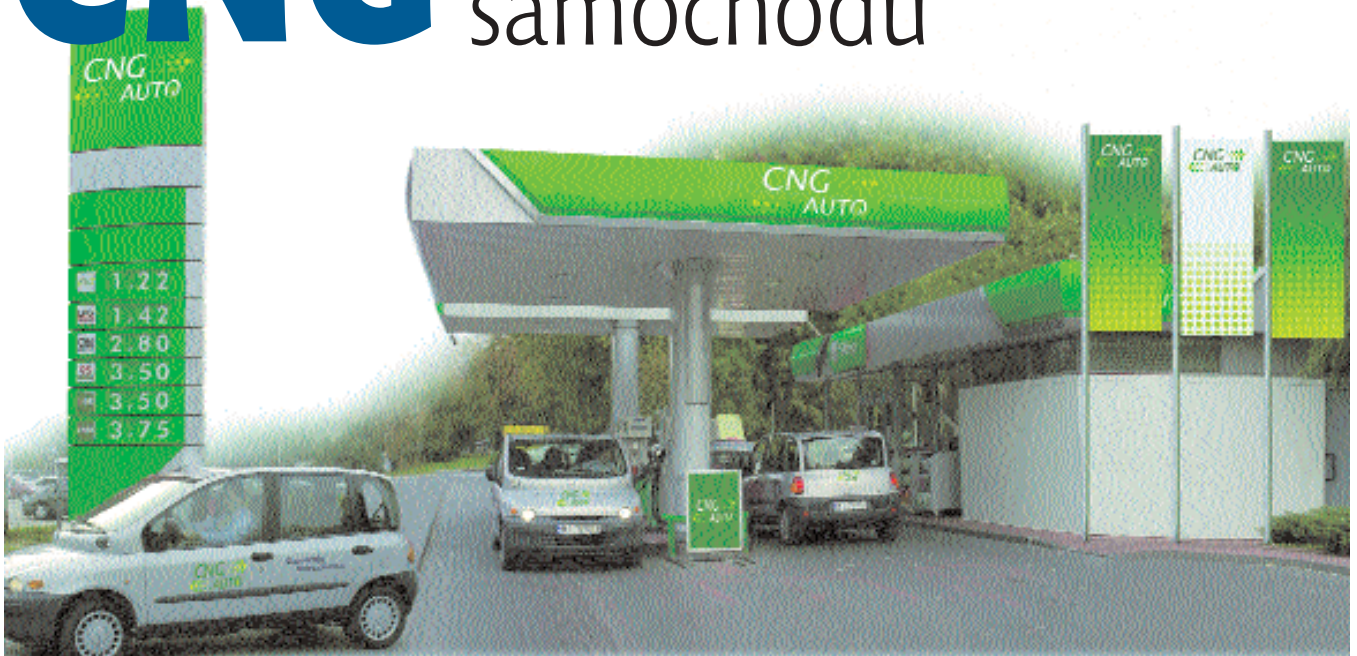
Podobne porozumienia operatorskie GAZ – SYSTEM S.A. podpisał także z operatorami na Białorusi (z firmą Bieltransgaz dla punktów Wysokoje i Tietierowka) oraz na Ukrainie (z firmą Ukrtransgaz dla punktu granicznego Drozdowicze).

Opr. (AC)



Stanisław Zoń, prezes zarządu Geofizyki Toruń i Eelco Sixma, główny specjalista ds. technicznych i HSE koncernu Shell, podczas wizytacji Grupy Sejsmicznej.

CNG – paliwo do twojego samochodu



Jan Sas

Wrz z pojawieniem się pierwszych silników spalinowych rozpoczęto również poszukiwania odpowiednich do nich paliw. Liczne próby i eksperymenty z paliwami stałymi, gazowymi i płynnymi doprowadziły w konsekwencji do dominacji paliw płynnych, aż do czasów obecnych.

W ostatnich dziesięcioleciach, a zwłaszcza w ostatnich latach, rozpoczęto na nowo intensywne poszukiwania zmierzające do znalezienia innych nośników energii niż opartych na ropie naftowej, a wykorzystywanych w jednostkach napędowych pojazdów. Poszukiwania takie wynikają z dwóch podstawowych czynników. Po pierwsze, z ograniczeń w zaspokojeniu coraz większego popytu na ropę naftową, a po wtóre – z coraz większej świadomości, iż stosowanie paliw ropopochodnych istotnie przyczynia się do zwiększenia zanieczyszczenia atmosfery, w tym do wzrostu efektu cieplarnianego.

Restrykcyjne wymagania ekologiczne w większości rozwiniętych państwach spowodowały korzystne zmiany w technologiach i w technice przemysłowej, co przełożyło się również na ograniczenie emisji szkodliwych składników w spalinach. Jednocześnie nastąpił i ciągle trwa znaczący wzrost liczby pojazdów samochodowych eksploatowanych w krajach rozwiniętych i rozwijających się.

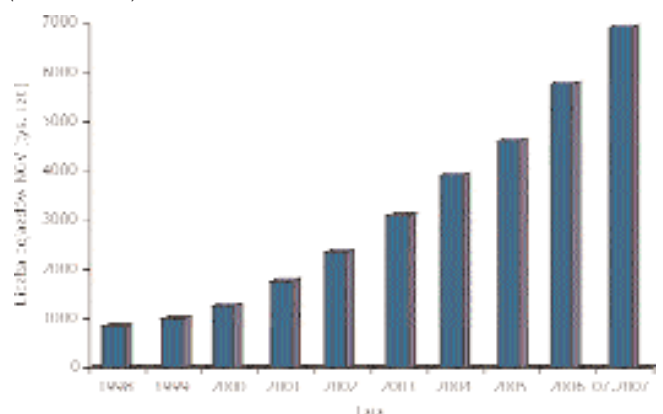
Obecnie emisja zanieczyszczeń atmosfery z transportu ma już duży udział w ogólnej emisji zanieczyszczeń. Na

przykład w państwach UE transport drogowy powoduje obecnie ok. 25% emisji CO₂ (wzrost od 1990 roku o 30%), z tego na samochody osobowe przypada połowa tej emisji.

Poszukiwania nowych rozwiązań w tym zakresie dla pojazdów samochodowych idą w dwóch kierunkach. Pierwszy to inne rozwiązanie napędu (napędy elektryczne, hybrydowe, ogniwa paliwowe), a drugi kierunek dotyczy innych paliw bądź źródeł energii (LPG, alkohole i estry, biogaz, gaz ziemny, paliwa syntetyczne, wodór, energia słoneczna).

Bez wątplenia najbardziej perspektywicznym z wymienionych powyżej rozwiązań jest zastosowanie wodoru jako paliwa (najprawdopodobniej w ogniwach paliwowych). Obecnie wymaga to jednak ekonomicznie uzasadnionych

Rys. 1. Liczba pojazdów NGV na świecie w latach 1998 – 07.2007 (dane IANGV)



rozwiązań w zakresie pozyskiwania wodoru (na Ziemi nie ma zasobów czystego wodoru) oraz takich samych rozwiązań dotyczących magazynowania tego paliwa w zbiornikach pojazdów.

Konieczność rozwiązania powyższych zagadnień oddala perspektywę powszechnego stosowania wodoru jako paliwa na dalsze 15 – 20 lat.

Spośród innych stosowanych już rozwiązań obecnie istotne znaczenie mają trzy:

1. LPG (propan-butan). Na świecie jeździ ok. 9 – 10 mln pojazdów na to paliwo. W Polsce, obok Korei Płd. jest najwięcej na świecie pojazdów na LPG (nieco ponad 2 mln). Należy jednak pamiętać, że LPG nie jest właściwie paliwem alternatywnym wobec oleju napędowego i benzyn, gdyż również pochodzi z przerobu ropy naftowej.
2. Paliwa odnawialne (alkohole, estry) uzyskiwane z przerobu roślin. Bardzo modne w ostatnim okresie – zwłaszcza wśród polityków, biopaliwa budzą jednak pewne zastrzeżenia. Paliwa te są drogie i aby znalazły nabywców muszą być dotowane, po wtóre coraz częściej pojawiają się rozbieżne oceny dotyczące skutków ekologicznych ich stosowania, gdy wziąć pod uwagę procesy fizykochemiczne produkcji takich paliw, łącznie ze skutkami ich spalania w silnikach. Nie można pominąć również wpływu na ekosystem ogromnych arealów upraw koniecznych dla pozyskania znaczącej ilości takich paliw.
3. Gaz ziemny (sprężony do 200 – 250 barów – CNG lub skroplony – LNG). To jedyne obecnie paliwo alternatyw-

Tab. 1. Liczba pojazdów CNG w wybranych krajach

Kraj	Pojazdy [tys. szt.]		
	2001	2004	07.2007
Argentyna	686,5	1288,5	1650,0
Pakistan	210,0	550,0	1550,0
Brazylia	120,0	850,0	1425,5
Włochy	370,0	434,0	432,9
Indie	25,0	204,0	334,8
Iran	0,8	1,0	263,7
USA	105,0	128,0	146,9
Chiny	36,0	69,3	127,1
Ukraina	b.d.	55,0	100,0
Rosja	21,0	40,5	75,0
Egipt	24,1	54,8	69,4
Niemcy	10,0	19,4	55,3
Francja	4,5	7,1	10,2
Białoruś	b.d.	5,5	5,5
Polska	0,1	0,3	1,4
Świat	1792,8	3935,2	6945,6

źródło: dane IANGV i archiwum autora

Tab. 2. Liczba stacji tankowania CNG i liczba pojazdów przypadająca na jedną stację tankowania w wybranych krajach (dane IANGV i archiwum autora)

Kraj	Liczba stacji tankowania CNG [szt]/liczba pojazdów przypadająca na 1 stację tankowania [szt.]		
	2001	2004	07.2007
Argentyna	950/723	1127/1143	1640/1006
USA	1250/84	1300/98	1600/92
Brazylia	131/916	630/1349	1425/1000
Pakistan	200/1050	423/1300	1350/1148
Niemcy	146/68	322/60	720/77
Włochy	369/1003	463/937	609/711
Chiny	70/514	270/257	415/306
Rosja	205/151	b.d.	218/344
Ukraina	b.d.	130/423	200/500
Iran	b.d.	18/56	199/1325
Indie	b.d.	166/1229	198/1691
Egipt	52/463	78/702	99/701
Polska	4/30	9/38	26/54
Świat	1801/995	6400/614	10982/632

ne, stosowane w wielu krajach w znacznej ilości, które mniej zanieczyszcza środowisko naturalne niż paliwa oparte na przerobie ropy naftowej, które jest tańsze niż pozostałe paliwa alternatywne, oraz dla którego istnieją sprawdzone, bezpieczne i produkowane w skali przemysłowej instalacje, zbiorniki i pojazdy.

Pozytywne strony stosowania gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów dostrzeżono w wielu krajach, i to tylko w Europie. Dynamiczny rozwój tej technologii nastąpił w drugiej połowie lat 90. XX wieku. Polska ma również swoje doświadczenia (ok. 3 tys. pojazdów technicznych „gazownictwa” i sześć stacji tankowania CNG w latach 50., a także sześć autobusów CNG jeżdżących w Krakowie w latach 1993 – 1996).

POJAZDY I STACJE CNG

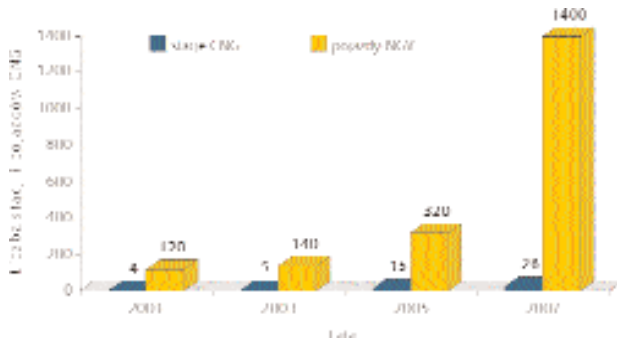
W ostatnich 2 – 3 latach w kilkunastu krajach nastąpił bardzo szybki rozwój ilościowy wykorzystania CNG jako paliwa do pojazdów. Dane liczbowe przedstawiono w tabeli 2.

Obecnie pojazdy na gaz ziemny stanowią:

na świecie: 0,84%
w UE: 0,21%
w Polsce: 0,01%

Należy dodać, iż praktycznie wszystkie renomowane fabryki samochodów mają w swoich ofertach pojazdy na gaz ziemny. W Europie oferowanych jest obecnie ponad 50 modeli takich pojazdów.

➔ Rys. 2. Liczba ogólnodostępnych stacji tankowania CNG i liczba pojazdów CNG w Polsce



KORZYŚCI EKOLOGICZNE

Stosowanie gazu ziemnego jako paliwa jest korzystne dla środowiska naturalnego. Wynika to z niskiej emisji szkodliwych składników spalin oraz niskiego poziomu hałasu pracy silników gazowych (dane w tabeli 3).

Zmniejszenie emisji CO₂ jest bardzo korzystne głównie ze względu na zagrożenie efektem cieplarnianym, natomiast obniżenie poziomu emisji hałasu, emisji NO_x, a zwłaszcza cząsteczek stałych, jest czynnikiem bardzo istotnym, zmniejszającym zagrożenie dla zdrowia ludzkiego.

Znaczenie paliw ekologicznych w transporcie docenia Komisja Europejska. Z projektu nowej dyrektywy (2005/0283 COD) dotyczącej ekologicznie czystych pojazdów wynika (art. 3) iż:

„Państwa członkowskie mają obowiązek zapewnienia, aby organa publiczne i niezależne podmioty gospodarcze, świadczące usługi transportowe na podstawie koncesji lub zezwolenia organu publicznego, przeznaczały kontyngent w wysokości 25% ich całkowitych zakupów lub leasingu pojazdów o dopuszczalnej masie całkowitej większej niż 3,5 t na ekologicznie czyste pojazdy”. W projekcie wśród tych paliw wymieniono gaz ziemny.

Rys. 3. Lokalizacja stacji tankowania CNG w Polsce



Z innych nowych wytycznych Komisji Europejskiej wynika, iż w najbliższym czasie zostaną przyjęte odpowiednie przepisy ograniczające emisję CO₂ w samochodach osobowych, średnio do poziomu 120 gramów CO₂ na jeden kilometr (przy obecnych 163 gramach). Przepisy takie mają obowiązywać od roku 2012. Wprowadzenie powyższych przepisów będzie korzystne dla silników zasilanych gazem ziemnym, gdyż w wielu przypadkach takie wymagania są już spełniane.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Dywersyfikacja paliw powoduje poprawę poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Stosowanie gazu ziemnego – zwłaszcza w transporcie publicznym jest właśnie taką alternatywą. Dostrzega się to w wielu krajach, np. we Francji, gdzie we wszystkich miastach powyżej 200 tys. mieszkańców w transporcie publicznym już są, lub będą niebawem, wykorzystywane również autobusy NGV.

Podobne działania zwiększające poziom bezpieczeństwa transportu ludzi i towarów poprzez stosowanie paliw alternatywnych (głównie CNG) są stosowane

Tab. 3. Efekty ekologiczne stosowania gazu ziemnego jako paliwa

Czynnik	Zmniejszenie emisji	
	w porównaniu z silnikami benzynowymi	w porównaniu z silnikami dieslowskimi
CO	60 – 80%	70 – 90%
NMHC	85%	40 – 60%
NO _x	50 – 80%	80 – 90%
CO ₂	20%	–
PM	–	99%
hałas	3 – 7 dB	

w USA, gdzie zakłada się, iż do 2017 roku 15% pojazdów będzie zasilanych paliwem w postaci gazu ziemnego lub wodoru.

W Polsce mamy możliwości wykorzystania gazu ziemnego pochodzącego z rodzimych zasobów dla poprawy poziomu bezpieczeństwa funkcjonowania transportu – czego nie można powiedzieć o paliwach z ropy naftowej, w tym o LPG.

Jeśli założyć, że poprawa poziomu bezpieczeństwa energetycznego w transporcie publicznym w Polsce może nastąpić, jeśli dla 20% pojazdów komunikacji miejskiej zastosowano by gaz ziemny jako paliwo, wówczas zapotrzebowanie na CNG wyniosłoby ok. 140 – 150 mln m³ rocznie. Przy obecnym poziomie krajowego wydobycia gazu ziemnego jest to ilość znikoma (ok. 3 – 4%). Niestety, dotychczas takie możliwości poprawy bezpieczeństwa energetycznego w transporcie – zwłaszcza publicznym, nie są u nas brane pod uwagę.

UWAGI KOŃCOWE

Doświadczenia w innych krajach w stosowaniu gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów, dotychczasowe nasze polskie działania dla wdrożenia technologii NGV w transporcie, a przede wszystkim podejmowane inicjatywy na poziomie UE powinny napawać optymizmem co do przyszłości tej technologii. Tak jednak w Polsce nie jest. Niekorzystnym zjawiskiem są projekcje objęcia tego paliwa podatkiem akcyzowym. Ministerstwo Finansów usilnie dąży do wprowadzenia takiego podatku na CNG, co mo-

Tab. 4. Zapotrzebowanie na paliwa dla transportu w Polsce (dane dla roku 2005, a dla gazu ziemnego – dla roku 2006)

Wyszczególnienie	Ropa naftowa [mln ton]	LPG [mln ton]	Gaz ziemny [mln m3]
Import	16,6	2,23	9 400
Wydobycie/produkcja krajowa	0,9	0,2	4 300
Zużycie do pojazdów	10,9 (E, ON)	1,75	5,5
Pokrycie zapotrzebowania ze źródeł krajowych [%]	4%	11%	100%

* dane z Raportu BP, PGNiG oraz Raportu PIPP 2005

głoby spowodować skuteczne zahamowanie wykorzystania tego bardzo ekologicznego paliwa do pojazdów. Zapędy podatkowe są tym dziwniejsze, że korzyści budżetowe z akcyzy przy obecnym poziomie zapotrzebowania na CNG wyniosłyby 3 – 4 miliony złotych rocznie, by w dalszych latach w ogóle zniknąć. Trudno więc znaleźć racjonalne przesłanki dla stanowiska fiskusa w sprawie akcyzy na najbardziej ekologiczne, możliwe obecnie do stosowania paliwo do pojazdów.

Jeśli w Polsce mają zaistnieć warunki dla rozwoju tego nowoczesnego paliwa, tak abyśmy zbliżyli się poziomem stosowania CNG do średniej w UE, konieczne jest zrealizowanie kilku podstawowych działań. Za najważniejsze z nich należy uznać:

- opracowanie i przyjęcie rządowej strategii rozwoju paliw alternatywnych uwzględniającej NGV, wraz z programem rozwoju infrastruktury,
- stworzenie środowiska prawnego (ustawy, rozporządzenia, polityka fiskalna), umożliwiającego zrealizowanie wytycznych UE w tym zakresie,
- ustalenie standardów prawnych i technicznych dla bezpiecznego rozwoju NGV w Polsce.

Należy mieć nadzieję, że nie tylko w okresie kampanii wyborczej, ale również w przyszłości rozsądek decydentów nie pozwoli na wyeliminowanie gazu ziemnego z polskiego rynku paliw do pojazdów. ■

Jan Sas

Dajmy szansę CNG



Gaz ziemny jako źródło energii w transporcie samochodowym – w transporcie publicznym, ale także w samochodach osobowych – to ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, to zmniejszenie hałasu ulicznego w wielkich aglomeracjach. Z punktu widzenia ekologii jest to więc bardzo korzystne rozwiązanie w poszukiwaniu alternatywnych źródeł energii. Szkoda zatem, że nie wszyscy to doceniają, w tym zwłaszcza Ministerstwo Finansów, które wciąż podejmuje próby obciążenia gazu ziemnego podatkiem akcyzowym. Komitet stały Rady Ministrów w projekcie ustawy o podatku akcyzowym, gaz ziemny – i odnawialne źródła energii – zwolnił z tego podatku do roku 2013. Ale niepewny jest los tego projektu, nie wiadomo, jak zostanie potraktowany w ostatecznym przedłożeniu rządowym i jak zakończą się głosowania sejmowe w tej sprawie. Miejmy nadzieję, że zapis w projekcie ustawy zostanie zachowany. Tak przecież kwestia ta jest potraktowana w wielu krajach Unii Europejskiej. Najdalej poszli Niemcy. Oni najbardziej aktywnie wspierają stosowanie gazu ziemnego w pojazdach samochodowych. Nie tylko postanowiono utrzymać najniższą dopuszczalną stawkę akcyzy do 2020 roku, ale także wspierać ze środków rządowych inwestycje – zarówno przewoźników, kupujących autobusy na gaz CNG, jak i spółki budujące punkty tankowania CNG. W programie rządowym założono, że do końca 2008 roku powinno powstać tysiąc takich punktów na terenie Niemiec. Wydano ponad milion euro na kampanię informacyjną o zaletach korzystania z CNG w samochodach. Jakie efekty przynosi ten program, niech świadczy fakt, że do końca czerwca br. powstało w Niemczech już około 700 takich stacji CNG. Spodziewają się przy tym, że do końca 2010 roku po drogach niemieckich będzie jeździć 0,5 mln samochodów wykorzystujących CNG.

Poważne dyskusje w tej sprawie prowadzone są w Holandii, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii. Nie widzę powodów, obyśmy nie mogli skorzystać z tych doświadczeń także w Polsce. Znam opinie polskich firm komunalnych, które poczyniły poważne inwestycje w rozwój komunikacji miejskiej wykorzystującej CNG i które niepokoją się, że manewry Ministerstwa Finansów wokół podatku akcyzowego zniweczą ich biznesplany, wydłużając znacznie czas zwrotu z tych inwestycji. Podobne opinie zgłaszają przedstawiciele spółek gazowych, które inwestują w rozwój sieci stacji CNG. Byłoby nieuczciwe, by narazić ich na ryzyko strat poprzez zaskakujące zmiany warunków rozliczenia inwestycji.

Dobrze, że zapisano w projekcie ustawy zwolnienie CNG z podatku akcyzowego. Szkoda, że na tak krótki okres, co może zahamować inwestycje w dziedzinie, która jest w początkowej fazie rozwoju. ■

Urszula Gacek
senator Platformy Obywatelskiej

AKCYZO, pozwól żyć

Adam Cymer

Podstawowym warunkiem upowszechnienia CNG jako ekologicznego paliwa silnikowego jest utrzymanie jego konkurencyjności cenowej poprzez wyłączenie z opodatkowania podatkiem akcyzowym.

Ta oczywista konstatacja z trudem przebija się do świadomości decydentów odpowiedzialnych za kształt systemu podatkowego, chętnych zawsze do poszukiwania dodatkowych wpływów do budżetu, z trudem zaś przyjmujących argumenty tych, którzy wskazują, że owe przychody są symboliczne, a może ich zabraknąć w ogóle, gdy ich źródło zostanie skutecznie wysuszone. A tak może się stać w przypadku, gdy wprowadzony podatek akcyzowy na gaz ziemny zniechęci producentów gazu CNG do rozwoju sieci stacji do tankowania, a producentów samochodów – i przedsiębiorstwa komunalne inwestujące w autobusy napędzane gazem – do realizacji tych inwestycji. Wszystkie bowiem wyliczenia wskazują, że dzisiejszy stosunek ceny gazu ziemnego do ceny paliw konwencjonalnych pozwala na zwroty z inwestycji w okresie średnioterminowym, co daje

przedsiębiorstwu możliwość opłacalnego inwestowania. W przypadku nałożenia akcyzy będzie to niemożliwe. Biznes plany przedsiębiorstw komunalnych – wykonane dla inwestycji w najbardziej popularne na rynku autobusy na gaz – pokazują, że bez akcyzy okres zwrotu kosztów poniesionych na instalację w jednym autobusie wynosi od 4 do 8 lat (w zależności od przebiegu), po nałożeniu podatku – 15 lat. Wszystko wskazuje również na to, że w przypadku wprowadzenia akcyzy przepadną zainwestowane pieniądze – zarówno w rozwój stacji tankowania, jak i zakup aut na CNG (od 2003 roku zainwestowano około 100 mln zł). Wprowadzenie akcyzy na CNG zapewni bardzo nikłe wpływy do budżetu – jedynie na poziomie co najwyżej 4 mln zł rocznie, które wpłynąć będą maksymalnie przez okres 1-2 lat – bo nastąpi likwidacja rynku gazu ziemnego do napędu silników spalinowych. Z oczywi-

stych powodów – nikt nie będzie zainteresowany nierentownymi inwestycjami.

Tymczasem logika tych inwestycji jest czytelna i oczywista. Bez mała wszystkie przedsiębiorstwa miejskiego transportu publicznego znajdują się w trudnej sytuacji finansowej. Tabor, którym dysponują wymaga najczęściej pilnej modernizacji. Szefowie tych firm muszą zatem bardzo solidnie liczyć koszty i efektywność koniecznych inwestycji. Jak wskazują doświadczenia spółek komunalnych z terenu Podkarpacia – pioniera w zakresie promowania gazowego napędu w komunikacji miejskiej – przestawianie posiadanego taboru na gaz ziemny jest bardzo opłacalne. Stopa zwrotu ponad trzykrotnie przekracza koszt inwestowanego kapitału. Nic przeto dziwnego, że administracja lokalna jest zainteresowana kolejnymi inwestycjami, bo oznacza to w dłuższym okresie niższe nakłady na komunikację – zysk dla budżetów miast – i wdzięczność mieszkańców za ceny biletów.

W ocenach i analizach rodzącego się tak naprawdę rynku CNG powinno się brać pod uwagę fakt, że jest to atrakcyjne paliwo nie tylko dla komunikacji miejskiej, ale także dla użytkowników pojazdów osobowych i dostawczych. Tym bardziej, że spółki gazowe z GK PGNiG S. A. uruchamiają atrakcyjne promocje, na przykład dopłacają do każdej zamontowanej w samochodzie instalacji na gaz ziemny.

Czy należy jeszcze kogoś przekonywać, że inwestowanie w tak bardzo atrakcyjną cenowo i ekologiczną technologię powinno zyskać uznanie decydentów, powinno znaleźć się pod ochroną państwa odpowiedzialnego za zrównoważony rozwój, odpowiedzialnego za wypełnianie dyrektyw Unii Europejskiej, w zgodzie z projektem Target 2020 o zastosowaniu energii odnawialnej w celu po-



prawy stanu środowiska. Obecnie wiele krajów członkowskich Unii Europejskiej korzysta z derogacji umożliwiających obniżone lub zerowe stawki akcyzy na gaz ziemny (metan), wykorzystywany jako paliwo silnikowe (są to: Austria, Belgia, Czechy, Estonia, Finlandia, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Słowenia, Węgry, Wielka Brytania)

I jeszcze jeden aspekt sprawy. Inwestowanie w ekologiczną technologię CNG nie angażuje środków budżetowych. Wszystkie inwestycje finansowane są albo ze źródeł prywatnych, albo przez dostawców gazu ziemnego. Warto również pamiętać, że w programach operacyjnych UE na lata 2007 – 2013 zapisane są fundusze na rozwój flot w komunikacji publicznej, w których wykorzystane będzie paliwo CNG.

Wnioski, jakie płyną z analizy rynku CNG w Polsce są oczywiste. Konieczna jest jednoznacznie określona polityka ekologiczna państwa, zgodna z unijnymi dyrektywami, w której promowane będą wszystkie alternatywne wobec tradycyjnych paliw źródła energii, w tym technologia CNG. I tej strategii państwa muszą zostać podporządkowane wszystkie regulacje szczegółowe, w tym polityka podatkowa. Chciałoby się odnieść wrażenie, że takie rozumowanie zostało już zaakceptowane, skoro w projekcie ustawy o podatku akcyzowym z 23 sierpnia br. w art. 25 pkt 4 zapisano: *zwalnia się od akcyzy, do 13 października 2013 roku lub do czasu, gdy udział gazu ziemnego w konsumpcji energii na terytorium kraju osiągnie 25%. Jednakże w momencie, gdy udział gazu ziemnego w konsumpcji energii osiągnie 20%, do 13 października 2013 roku stosuje się skalę akcyzy stanowiącą 50% stawki określonej w art. 80 ust. 1 pkt 12 (gazy ziemne i pozostałe węglowodory w stanie gazowym i skroplone, przeznaczone do napędu silników spalinowych bez względu na kod CN – 695,00 zł/1000 kg).*

Czy jednak takie prawo znajdzie uznanie ustawodawcy, zobaczymy już po wyborach. Na dzisiaj możemy (?) zachować umiarkowany optymizm.

Sprężony gaz ziemny w pojazdach a zmiany klimatu

O „efekcie cieplarnianym”, który jest główną przyczyną zmian klimatu, mówi się już od kilkunastu lat. Naukowcy z rządowego panelu ONZ ds. zmian klimatycznych (IPCC) na początku 2007 roku stwierdzili, że za podniesienie temperatury Ziemi odpowiadają w przeważającej mierze gazy emitowane przez człowieka, wśród nich występujący w największych ilościach dwutlenek węgla. Według modeli klimatycznych do roku 2050 koncentracja tego gazu w atmosferze może być nawet dwa razy wyższa niż przed rozpoczęciem rewolucji przemysłowej. Produkcja energii z węgla i innych paliw kopalnych, transport i przemysł energochłonny są głównymi powodami tych zmian. Jakie będą skutki? Podniesie się poziom oceanów i mórz, zwiększy częstotliwość i intensywność gwałtownych zjawisk atmosferycznych a także dotkliwość powodzi i susz, rozszerzy się zasięg występowania chorób zakaźnych, wyginie olbrzymia liczba gatunków roślin i zwierząt.

Jedynie zmniejszenie globalnej emisji dwutlenku węgla może spowolnić wzmagający się efekt cieplarniany. Oprócz wykorzystania w większym stopniu odnawialnych źródeł energii, głównym narzędziem w walce ze zmianami klimatycznymi jest efektywność energetyczna – w energetyce, przemyśle, transporcie i w gospodarstwie domowym. W transporcie efektywność ta wyraża się rosnącą liczbą sprzedawanych pojazdów wykorzystujących technologie hybrydowe, ogniwa paliwowe lub spalające biopaliwa, będące odnawialnym źródłem energii.

Zastosowanie do napędu silników spalinowych gazu ziemnego jest kolejną technologią wspomagającą, redukcją emisji CO₂, oraz zanieczyszczeń takich, jak węglowodory, tlenki azotu, sadze, tlenki siarki. Samochody i autobusy napędzane gazem ziemnym przyczyniają się do zredukowania o 70 – 80% wydzielanych węglowodorów i NO_x, natomiast redukcja emisji dwutlenku węgla zbliżona jest do 20%. Samochody napędzane sprężonym gazem ziemnym (CNG) spełniają bez problemu normy EURO 4 i EURO 5.

W kilkunastu miastach europejskich zostały już zrealizowane projekty „gazyfikacji” taboru miejskiego, efektem czego

jest mniejsza ilość zanieczyszczeń w powietrzu. Kilka miast organizujących igrzyska olimpijskie zrealizowało takie projekty, również dla celów wizerunkowych.

Francja i Niemcy planują osiągnięcie wskaźnika 50% taboru zasilanego CNG.

Technologia CNG ma, niestety, kilka wad: Są to: mniejszy zasięg pojazdów CNG, wyższy koszt zakupu nowego pojazdu na CNG, dłuższy czas tankowania paliwa oraz, w odniesieniu do naszego kraju, uboga sieć stacji tankowania gazu. Jednak lista zalet pojazdów zasilanych CNG jest znacznie dłuższa: redukcja emisji szkodliwych substancji jest bezdyskusyjna, nie są emitowane substancje stałe (sadza), więc automatycznie eliminowane jest zjawisko dymienia, silniki napędzane CNG mają większą żywotność dzięki niewymywaniu filmu olejowego ze ścian cylindrów, silniki takie są również cichsze o ok. 10 dB, w porównaniu z rozwiązaniami klasycznymi. Gaz ziemny jest lżejszy od powietrza, co jest ważne ze względów bezpieczeństwa, oraz ma dwukrotnie wyższą temperaturę zapłonu w porównaniu z paliwami płynnymi. Kwestie cenowe przemawiają zdecydowanie za gazem ziemnym.

W Polsce pojazdy na gaz ziemny zbytnie wolno zdobywają popularność, przede wszystkim w przedsiębiorstwach komunikacji publicznej. Niestety, na palcach jednej ręki można policzyć producentów samochodów oferujących auta na CNG. Szansę rozwoju można upatrywać w prawodawstwie unijnym, które przewiduje stopniowe zaostrzenie norm emisyjnych zarówno w odniesieniu do zanieczyszczeń konwencjonalnych, jak i dwutlenku węgla.

Sądzę, że nasz rząd powinien rozważyć, w związku ze stosowaną szeroko ulgą podatkową VAT na pojazdy typu SUV, która zaowocowała zwiększeniem popytu o kilkaset procent na te paliwożerne i wysoce emisyjne samochody, również podobną, lub większą zachętę, która skłaniałaby do zakupu aut hybrydowych lub wykorzystujących sprężony gaz ziemny. Kupując masowo duże samochody z olbrzymimi silnikami nie uchronimy klimatu przed groźnymi zmianami. ■

Wojciech Stępniewski

Autor jest kierownikiem projektu WWF Klimat i Energia





Rozmowa z **dr. Adamem Szafrąnskim**,
prezesem Urzędu Regulacji Energetyki

Wizja bezpiecznej konkurencyjności

Na stanowisko prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przychodzi pan z doświadczeniem naukowca, który zajmował się prawem gospodarczym, a pana liczne publikacje dotyczyły głównie zagadnień wolności gospodarczej oraz gospodarki sektora publicznego. Czy wróży to rychłą wolność na rynku energii?

W pewnym obszarze – w elektroenergetyce – wolny rynek staje się rzeczywistością. Zmiany w funkcjonowaniu spółek tego sektora, by ten wolny rynek mógł funkcjonować, wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego i uwolnienie rynku od 1 lipca br. to także działania temu sprzyjające. Zróżnicowanie technologii wytwarzania, planowana prywatyzacja, istnienie prawdziwie konkurencyjnych podmiotów to dość solidne podwaliny wylaniającego się wolnego rynku energii elektrycznej. Z inną sytuacją mamy do czynienia w sektorze gazowym i ciepłowniczym. Trudno mówić o wolnym rynku, na którym nie bardzo widać konkurujące firmy o jakimś znaczącym potencjale. To jest problem. By wizja wolności gospodarczej w tym obszarze stała się realna, konieczne są takie zmiany – nie tylko regulacje prawne – które pozwolą wejść konkurencji. A tego bez udziału państwa – a także czynników politycznych – nie da się zrobić.

W rządowym dokumencie określającym politykę państwa wobec sektora gazowego bardziej jednak akcentuje się kwestie bezpieczeństwa energetycznego niż problem konkurencyjnego rynku.

To prawda. Kwestia liberalizacji rynku występuje w dokumencie rządowym, ale bezpieczeństwo – rozumiane jako ciągłość dostaw gazu, obecna i perspektywiczna – zostało uznane za priorytet w polityce państwa wobec tego sektora.

A zatem jedynym krokiem w kierunku wolnego rynku będą kolejne zmiany organizacyjne w funkcjonowaniu PGNiG SA, by zrobić nieco miejsca dla raczkującej konkurencji?

Pewne przekształcenia, które już wcześniej nastąpiły – wydzielenie operatora systemu przesyłowego i operatorów

systemów dystrybucyjnych – powodują, że konkurencja jest w stanie zaistnieć, bo wszystkie warunki formalnoprawne są spełnione. Pozostają bariery rynkowe, bo po stronie sprzedawcy występuje niemal monopol. Czy nowi sprzedawcy mają szansę pojawić się na rynku? Dzisiaj wydaje się to mało prawdopodobne. Ale trzeba powiedzieć, że uznanie bezpieczeństwa energetycznego za kluczową kwestię rodzi pewne sytuacje kolizyjne z budowaniem konkurencyjnego rynku. Dotyczy to na przykład problemu magazynowania zapasów przez potencjalnych nowych importerów. To oznacza, że tak długo, jak nie będziemy dysponowali odpowiednią pojemnością magazynową – a takie inwestycje są kosztowne i długotrwałe – potencjalni nowi importerzy będą mieli utrudniony dostęp do rynku.

Regulator rynku nie ma zatem wielkiego wpływu na kreowanie wolności gospodarczej.

Warunki prawne są spełnione, by kreować wolny rynek. O jego ograniczeniach technicznych – pojemności magazynowe i niedostatki infrastruktury dystrybucyjnej i barierach rynku – dominacja jednego sprzedawcy – już wspominałem. Oznacza to, że monitorowanie rynku i dbałość o przestrzeganie tych warunków brzegowych to zasadnicze zadanie regulatora, by w momencie, gdy warunki techniczne pozwolą na wejście na rynek innych jego uczestników, zachować reguły konkurencyjności. Dzisiaj oznacza to ochronę niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych, operatora systemu przesyłowego, a także przestrzeganie równoprawnego traktowania wszystkich uczestników rynku zgodnie z kodeksem sieci.

A na jakim etapie jest przyjęcie kodeksu sieci dystrybucyjnych?

To jest wspólna sprawa regulatora i operatorów sieci dystrybucyjnych. Ten proces uzgodnień rozpoczął się jakiś czas temu, wszystkie wnioski zostały uzupełnione, a teraz trwa analiza ich koherentności, co stanie się podstawą ich zatwierdzenia. Pewną komplikacją jest brak systemowego rozporządzenia taryfowego dla gazu. Nie mogę zatem podać daty końcowej za-

kończenia tego procesu, ale – jak wiem – prace Ministerstwa Gospodarki nad tym rozporządzeniem już są na ukończeniu.

Mówiliśmy o konkurencyjnym rynku, biorąc pod uwagę producentów i dostawców. Ale rynek to również konsumenci i wówczas naturalnym partnerem dla regulatora rynku jest szef Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Jak układa się ta współpraca?

Innymi instrumentami prawa dysponują szefowie obu tych instytucji. Urząd Regulacji Energetyki ma takie instrumenty władcze – na przykład negocjowanie treści instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, w której znajdują się elementy wzmacniania konkurencji. Natomiast takich instrumentów jak kara dla podmiotów nadużywających swojej pozycji dominującej prezes URE nie ma. Ma je natomiast szef urzędu ochrony konkurencji. A zatem współpraca odbywa się na poziomie wymiany informacji. W segmencie gazowym, gdzie dominuje jeden sprzedawca, monitorowanie rynku jest zatem ułatwione, ale też i dbałość o prawa konsumenta jest wyższa.

Wciąż wracamy do reguł prawa, które rządzą rynkiem energii. A tymczasem kodeks tego rynku, prawo energetyczne, było już tak wiele razy nowelizowane, że coraz trudniej o przejrzystość tych reguł.

Skala i częstotliwość tych zmian daje się porównać jedynie z ustawodawstwem podatkowym. Systematyka prawa energetycznego już dawno przestała być czytelna. W związku z tym marzeniem moim jest, by powstało zupełnie nowe prawo energetyczne i przez jakiś czas w ogóle nie było zmieniane. Choć trzeba podkreślić, że liczba nowelizacji nie jest podyktowana tylko widzimisię ustawodawcy, a raczej liczbą nieustannie pojawiających się dyrektyw i rozporządzeń prawa europejskiego. To sprawia, że może warto rozważyć w pracach nad nowym prawem energetycznym, czy nie należałoby stworzyć osobnego prawa dla gazu i osobnego dla elektroenergetyki. Proszę zauważyć, że na gruncie prawa europejskiego oddzielnie funkcjonują dyrektywy dla gazu i dla elektroenergetyki. To jest konsekwentnie przestrzegane. To może ma sens. Pytanie tylko, co zrobić z ciepłownictwem, które prawodawcy europejskiego nie interesuje, bo uznaje to za jakiś ewenement.

Rozmowa o nośnikach energii zawsze musi się kojarzyć z problemem podatkowym. Na przykład pomysłem fiskusa, by obciążyć gaz CNG podatkiem akcyzowym. A to oznacza, że rodzący się dopiero rynek CNG padnie, choć nikt nie kryje walorów ekologicznych tego nośnika.

Ustawa zobowiązuje Urząd Regulacji Energetyki do dbałości o zrównoważony rozwój i stan ochrony środowiska. Oczywiście będziemy wspierać inwestorów, którzy na rynku CNG działają, w ich staraniach o ocalenie logiki procesu inwestycyjnego, a więc finansowania tych projektów. Deklaruję gotowość do tej współpracy. Deklaruję otwartość na dialog we wszystkich sprawach, które mogą sprzyjać rozwojowi sektora gazowego, zarówno w płaszczyźnie technologicznej, jak i organizacyjnej i instytucjonalnej.

Dziękuję za rozmowę. ■

Rozmawiał **Adam Cymer**

Wygaśnięcie służebności przesyłu

Jakub Pokrzywniak

Ostatnio przedmiotem szczególnego zainteresowania przedsiębiorstw energetycznych jest projekt przepisów mających wprowadzić do kodeksu cywilnego służebność przesyłu*).

Jak pokazuje praktyka, instytucja ta jest bardzo potrzebna i w zasadzie zamiar jej uregulowania nie budzi większych kontrowersji. Niestety, można założyć, że Sejm obecnej kadencji nie zdąży uchwalić nowelizacji. Nie oznacza to jednak, że projekt nowych przepisów traci wszelkie znaczenie – jak bowiem wynika z dotychczasowych doświadczeń, nieraz projekty, które nie zostały uchwalone z uwagi na koniec kadencji parlamentu, lecz co do których panuje powszechne przekonanie, iż są potrzebne, stanowią *de facto* podstawę podjęcia prac legislacyjnych w nowej kadencji. Z tych względów warto poświęcić kilka uwag proponowanym unormowaniom. Niniejszy artykuł koncentruje się na kwestii wygaśnięcia służebności przesyłu.

Na wstępie należy zauważyć, że jedną z głównych zalet służebności przesyłu będzie brak ograniczeń dotyczących czasu, na jaki będzie mogła zostać ustanowiona. Innymi słowy, jako prawo rzeczowe, teoretycznie będzie mogła trwać nieskończony okres. Możliwość taka nie występuje w przypadku stosunków zobowiązaniowych, gdyż powszechnie przyjmuje się, że nie mogą one wiązać wieczyście. Zasadę tę podkreśla art. 3651 k. c., zgodnie z którym zobowiązanie bezterminowe o charakterze ciągłym wygasa po wypowiedzeniu przez dłużnika lub wierzyciela z zachowaniem terminów umownych, ustawowych lub zwyczajowych, a w razie braku takich terminów niezwłocznie po wypowiedzeniu. Stosunek obligacyjny może zatem zostać zawiązany na czas nieoznaczony i wówczas podlega wypowiedzeniu w każdym czasie, albo na czas oznaczony, wskutek czego, co prawda, nie może być swobodnie wypowiedziany, niemniej jednak wygasa z upływem z góry założonego okresu. Jednocześnie jednak ustawodawca wyznacza maksymalny czas, na jaki mogą być zawiązywane typowe zobowiązania o charakterze ciągłym. W szczególności najem (który może stanowić podstawę korzystania z cudzych nieruchomości przez przedsiębiorstwa sieciowe) na mocy wyraźnego przepisu ustawy może zostać ustanowiony na czas oznaczony nieprzekraczający 10 lat, a po jego upływie przekształca się w stosunek na czas nieoznaczony, który podlega swobodnemu wypowiedzeniu. Tego typu limitów brak jest w przypadku praw rzeczowych, w związku z czym – jak wspomniano – służebność przesyłu

(po jej wprowadzeniu do kodeksu) będzie mogła stanowić podstawę uzyskania w zasadzie nieograniczonej czasowo możliwości korzystania z cudzego gruntu przez przedsiębiorstwo sieciowe. Nie oznacza to jednak, że raz ustanowiona służebność przesyłu nie będzie mogła wygasnąć w żadnym przypadku.

Po pierwsze, projektowany przepis artykułu 3053 § 2 k.c. stanowi, że służebność przesyłu wygasa najpóźniej wraz z zakończeniem likwidacji przedsiębiorstwa. Wydaje się oczywiste, że chodzi tu o likwidację przedsiębiorstwa w znaczeniu przedmiotowym (art. 551 k.c.). Kodeks cywilny odróżnia pojęcie przedsiębiorcy, jako podmiotu stosunków cywilnoprawnych, od pojęcia przedsiębiorstwa, jako przedmiotu tych stosunków. Z jednej strony, w przywołanym przepisie trafnie przyjęto, że chwilą wygaśnięcia służebności ma być zakończenie likwidacji przedsiębiorstwa, a nie np. jej otwarcie. Wszakże likwidacja przedsiębiorstwa może być procesem długotrwałym, polegającym na stopniowym kończeniu jego interesów. Dlatego wygaśnięcie służebności przesyłu nie powinno następować wcześniej niż w chwili jej zakończenia. Z drugiej strony, regulacja ta może nasuwać pewne wątpliwości (które już zresztą sygnalizowałem we wcześniejszych publikacjach). W ramach likwidacji przedsiębiorstwa może wszakże dojść do zbycia na rzecz innego przedsiębiorcy elementów sieci, z którymi związana była służebność przesyłu. W takim wypadku nie ma oczywiście gospodarczego uzasadnienia, aby służebność ta wygasła. Dlatego zapewne analizowany przepis powinien być interpretowany w ten sposób, że chodzi o przedsiębiorstwo, w którego skład aktualnie (w chwili zakończenia jego likwidacji) wchodzi służebność przesyłu. Kwestia ta nie musi być jednak bezdyskusyjna i nie można wykluczyć, że prowadzi do sporów. Być może lepszym rozwiązaniem byłoby powiązanie przez ustawodawcę wygaśnięcia służebności przesyłu z zakończeniem działania urządzeń, dla potrzeb których została ona ustanowiona.

Po drugie, jak się wydaje, służebność przesyłu wygaśnie wówczas, gdy urządzenia, dla których będzie ustanowiona, zostaną zbyte osobie niemającej przymiotu przedsiębiorcy. Jak podkreśla uzasadnienie projektu ustawy nowelizującej, służebność przesyłu może być ustanowiona tylko na rzecz przedsiębiorcy. Wymóg ten – moim zdaniem – nie ogranicza się do ustanowienia służebności przesyłu, lecz jest aktualny przez cały okres jej trwania. Zbycie elementów sieci podmiotowi nieposiadającemu statusu przedsiębiorcy sprawi, że po stronie nabywcy nie będzie spełniona rzeczona przesłanka. Jednocześnie jednak służebność nie będzie mogła pozostać przy zbywcy urządzeń. Projektowane przepisy wymagają bowiem również, aby uprawniony z tytułu służebności przesyłu był właścicielem urządzeń (lub – jeżeli jeszcze nie istnieją – planował ich budowę). Skoro w opisanej sytuacji zarówno w przypadku zbywcy, jak i nabywcy brak będzie przesłanek warunkujących istnienie służebności przesyłu, przyjęć należy, iż prawo to wygaśnie. Kwestia ta może mieć istotne znaczenie zwłaszcza w przypadku zbycia elementów sieci na rzecz odbiorcy. Można też sobie wyobrazić sytuację, w której przedsiębiorstwo sieciowe przeniesie własność odcinka sieci na gminę (może do tego dojść na przykład w sytuacji, gdy eksploatacja gazociągu jest nieopłacalna dla przedsiębiorstwa, gmina jest jednak zainteresowana jej utrzymywa-

niem z uwagi na dążenie do zaspokojenia potrzeb mieszkańców). Dalej, nie można wykluczyć, że przedsiębiorstwa sieciowe mogą przenosić własność elementów sieci na rzecz np. banków, w ramach przewłaszczenia na zabezpieczenie lub na rzecz przedsiębiorców leasingowych, w przypadku leasingu zwrotnego. Wówczas mogą powstać wątpliwości wynikające z faktu, że wprawdzie właścicielem urządzeń przesyłowych nadal będzie przedsiębiorca (czego wymaga art. 3051 k.c.), niemniej jednak zakres jego działalności nie będzie obejmował eksploatacji tych urządzeń. Szczegółowa analiza wskazanych tu, przykładowych sytuacji wykraczałaby poza ramy niniejszego artykułu. Warto jednak choćby o sygnalizację problemów mogących powstać w praktyce na tle projektowanego unormowania.

Dalej, należy wskazać, że do służebności przesyłu mają się stosować odpowiednio przepisy o służebnościach grunтовых (projektowany art. 3054 k.c.). Odesłanie to oznacza m.in. że służebność przesyłu wygaśnie wskutek niewykonania przez lat dziesięć (art. 293 k.c.). Ponadto, właściciel nieruchomości obciążonej będzie mógł żądać zniesienia służebności przesyłu za wynagrodzeniem, jeżeli wskutek zmiany stosunków służebność stanie się dla niego szczególnie uciążliwa, a nie będzie konieczna do prawidłowego korzystania z przedsiębiorstwa (art. 294 k.c.). Ponadto, zgodnie z odpowiednio stosowanym art. 295 k.c., jeżeli służebność przesyłu utraci dla nieruchomości władnącej wszelkie znaczenie, właściciel nieruchomości obciążonej będzie mógł żądać jej zniesienia bez wynagrodzenia.

Niezależnie od tego, służebność przesyłu może wygasnąć w przypadkach przewidzianych w przepisach ogólnych o prawach rzeczowych ograniczonych. W szczególności nastąpi to w przypadku tzw. konfuzji, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nabędzie własność nieruchomości obciążonej (art. 247 k.c.). Jest ponadto jasne i nie wymaga szerszego komentarza, że służebność przesyłu wygaśnie w przypadku zrzeczenia się jej przez przedsiębiorstwo energetyczne (246 k.c.).

Powyższa, z konieczności dość pobieżna analiza, prowadzi do wniosku, że z jednej strony służebność przesyłu, jako prawo rzeczowe, będzie mieć charakter trwały, dość skutecznie zabezpieczając interesy przedsiębiorstwa sieciowego. Z drugiej strony, ustawodawca przewiduje jej wygaśnięcie w kilku przypadkach. Niektóre regulacje w tym zakresie mogą przy tym nasuwać wątpliwości. Wydaje się w szczególności, że należałoby przemyśleć zasadność powiązania wygaśnięcia służebności przesyłu z zakończeniem likwidacji przedsiębiorstwa. ■

dr Jakub Pokrzywniak

radca prawny w Kancelarii Wierciński Kwieciński Baehr Sp.K.

**) Zgodnie z projektem nowelizacji kodeksu cywilnego, który jest już po pierwszym czytaniu w Sejmie, służebność przesyłu ma być prawem, którym będzie można obciążyć nieruchomość na rzecz przedsiębiorcy zamierzającego wybudować lub będącego właścicielem urządzeń określonych w art. 49 § 1, polegającym na tym, że przedsiębiorca może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, zgodnie z przeznaczeniem tych urządzeń (służebność przesyłu).*

Nierozliczone ilości gazu (2)

Grzegorz Bartoszewski

Gazownictwo od początków swego istnienia boryka się z problemem występowania strat gazu. W poprzednim numerze omówiliśmy straty rzeczywiste. W tym artykule zajmiemy się stratami pozornymi.

POMIARY

Pomiar jest to proces poznawczy, polegający na eksperymentalnym porównaniu jednostki mierzonej z obowiązującym wzorcem tej jednostki. Należy jednak pamiętać, że każdy pomiar obarczony jest elementem niepewności. Prawie niemożliwe jest wykonanie pomiaru, który w całości pokrywałby się z porównywanym wzorcem. W związku z tym pomiar określają trzy elementy: 1. Liczba, która przedstawia krotność odwzorowywanej wielkości – (wzorca). 2. Liczba określająca błąd pomiaru. 3. Symbol jednostki pomiaru.

Wzorcem pomiaru objętości paliwa gazowego jest metr sześcienny paliwa gazowego w warunkach normalnych. Jest to jednostka rozliczeniowa, oznaczająca ilość suchego paliwa gazowego zawartą w objętości 1m^3 przy ciśnieniu $101,325\text{ kPa}$ i temperaturze $273,15\text{ K}$ (0°C). Należy także pamiętać, że miara jednostki objętości paliwa gazowego nie oznacza, że w każdym metrze dostarczonego paliwa gazowego mieści się taka sama wartość energetyczna, co jest zgodne z PN-C-04750 „Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania”. Wielkość energii zawartej w dostarczonym paliwie gazowym zależy od jego składu chemicznego. Zatem nawet w tej samej grupie paliw gazowych występują różnice w wielkości zawartej w 1 m^3 energii. Pomiaru dotyczące zakupu paliw gazowych, które trafiają do sieci dystrybucyjnych prowadzone są poprzez układy pomiarowe (gazomierz + korektor) oraz korygowane o średniomiesięczną wartość ciepła spalania. Podobnie prowadzone są pomiary służące do rozliczeń z odbiorcami przemysłowymi. Największy problem stanowi prowadzenie pomiarów paliw gazowych dostarczanych do odbiorców domowych. Biorąc pod uwagę liczbę tego typu odbiorców, różnorodność typów gazomierzy służących do rozliczeń, ich lokalizację oraz strukturę wiekową jest to zadanie bardzo trudne.

Na rzetelność pomiaru paliwa gazowego dla odbiorców domowych ma wpływ wiele czynników, tj.:

- właściwy dobór gazomierza w stosunku do poboru – (próg rozruchu),
- nieuwzględnianie wpływu temperatury i ciśnienia gazu na jego objętość rozliczeniową,
- wpływ wysokości geodezyjnej na błąd pomiaru,

- wpływ charakterystyki metrologicznej gazomierza w odniesieniu do długości jego użytkowania oraz temperatury otoczenia,
- inne.

Dla poprawności prowadzonych pomiarów niezwykle ważne jest, aby wielkość gazomierza została właściwie dobrana w odniesieniu do wielkości strumienia objętości pobieranego gazu. Właściwie dobrany gazomierz powinien obejmować swym zakresem pomiarowym najczęściej występujące zakresy strumienia objętości. Problem stanowi bardzo mały strumień objętości gazu, którego wielkość znajduje się poza zakresem pomiarowym gazomierza. Wartość graniczna, powyżej której gazomierz rejestruje pobór gazu nazywana jest progiem rozruchu gazomierza. Jak ważny jest to parametr mogą świadczyć wyniki badań przeprowadzonych na gazomierzach zbiorczych zlokalizowanych w poznańskich blokach mieszkalnych. Efekty tych badań był zaskakujące. Dowiodły one, że w miejsce gazomierza zbiorczego G-65, pracującego dla 48 odbiorców użytkujących wyłącznie kuchenki gazowe, można z powodzeniem zainstalować gazomierz o wielkości G-16, nawet G-6 (!). W związku z faktem, że minimalne obciążenie dla gazomierza G-65 kształtuje się na poziomie $0,65\text{ m}^3/\text{h}$, a minimalne obciążenie, przy którym zaczyna zliczać gazomierz G-6 to wielkość $0,06\text{ m}^3/\text{h}$, możliwe są pomiary znacznie mniejszych strumieni objętości paliwa gazowego^{*}). W tym przypadku wniosek jest oczywisty- należy modernizować zbiorcze układy rozliczeniowe poprzez instalowanie gazomierzy o mniejszym zakresie pomiarowym, a w uzasadnionych ekonomicznie przypadkach likwidować tego typu układy na rzecz indywidualnych układów rozliczeniowych. W sposób ewidentny pozwoli to ograniczyć straty zaliczone do NIPG.

Wszystkie gazomierze, które trafiają do odbiorcy muszą być opatrzone cechą legalizacyjną, której ważność w naszym kraju określona jest na 15 lat. Dla gazomierzy, także miechowych, wyznaczana jest ich charakterystyka metrologiczna. Podstawą do tego są następujące przepisy prawne:

- rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej (Dz.U. nr 63/2004 poz. 588),
- rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej (Dz.U. nr 77/2004 poz. 730),
- directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments. Measuring Instruments Directive (MID).
- PN-EN 1359: 2002 Gazomierze. Gazomierze miechowe.

Wyżej podane przepisy w różny sposób określają wielkość strumienia Q_t .

Dla przykładu podam, że dla gazomierzy G4 $Q_{\min} = 0,04\text{ m}^3/\text{h}$, a $Q_{\max} = 6\text{ m}^3/\text{h}$, co oznacza że dla przypadku 1 i 3 $Q_t = 0,6\text{ m}^3/\text{h}$, a przypadku 2 $Q_t = 0,08\text{ m}^3/\text{h}$.

W całym okresie eksploatacji gazomierze narażone są na oddziaływanie wielu czynników, które mają wpływ na jakość prowadzonych pomiarów. Jak wynika z przeprowadzonych badań, jednym z czynników mających znaczny wpływ na wykonywane pomiary jest długość eksploatacji gazomierza. Badania te potwierdziły, że krzywa błędów ulega przesunięciu, które postępuje w kierunku wartości ujemnych. Oznacza to, że gazomierz wraz z upływem czasu generuje coraz większe straty, które obciążają firmę gazowniczą. W Niemczech gazomierze otrzymują legalizację pierwotną na okres 8 lat. Po tym czasie badaniom poddaje się losowo wybraną próbkę z całej zainstalowanej partii urządzeń. →

➔ W przypadku pozytywnych wyników badań, gazomierze otrzymują dalszą legalizację na okres kolejnych 4 lat, jednak, gdy badania dadzą wynik negatywny, wymieniona zostaje cała partia zainstalowanych urządzeń. Sądzę, że w tym przypadku czerpanie wzorców z cudzych doświadczeń jest jak najbardziej wskazane. Jeżeli takie działania przyniosłyby wymierne efekty, które w wymiarze finansowym przyniosłyby zyski, to należy takie rozwiązania wdrażać. Koszt wykonywanych badań „losowych” oraz ewentualna wymiana urządzeń, które takiej próby nie przeszły pozytywnie musi być jednak mniejszy niż finansowy wymiar strat generowanych poprzez 15-letnią eksploatację gazomierzy. Wdrożenie tego typu rozwiązania wiąże się także z wprowadzeniem zmian w obowiązujących obecnie zapisach prawa.

Na charakterystykę metrologiczną gazomierza ma również wpływ temperatura, w jakiej gazomierz pracuje. Znając typosze reg gazomierzy, które są najbardziej podatne na zmianę charakterystyki metrologicznej, należy podjąć akcję ich systematycznej wymiany, przy czym należy kierować się względami ekonomicznymi, tzn. skalkulować czy w przypadku niewielkich poborów paliwa gazowego koszt wymiany nie będzie wyższy niż wielkość strat generowanych przez to urządzenie.

Rozliczenia z odbiorcami domowymi prowadzone są na podstawie prowadzonych odczytów liczydła gazomierza, gdzie wartość odczytana traktowana jest jako równa jednostce wzorcowej, tj. 1 m³ przy ciśnieniu 101,325 kPa i temperaturze 0°C. Jak wiadomo, w procesie rozliczania zużycia przez tę grupę odbiorców nie są stosowane żadne współczynniki korekcyjne, które równoważyłyby wielkość zmian parametrów temperatury i ciśnienia. Gazomierze na skutek swojego usytuowania podlegają działaniu zmiennej temperatury. W przypadku gazomierzy instalowanych na zewnątrz amplituda temperatur waha się od -25°C do 40°C, a w przypadku urządzeń pomiarowych montowanych wewnątrz budynków można przyjąć, że pracują one zawsze w temperaturach dodatnich. Ponieważ gazomierze są dobrymi przewodnikami ciepła, można założyć, że gaz, który przez nie przepływa osiąga temperaturę otoczenia. Należy podkreślić, że gazomierze, które służą do rozliczeń z odbiorcami korzystającymi z ogrzewania gazowego, zazwyczaj zlokalizowane są na zewnątrz, tym samym są narażone na znaczne wahania temperatury. Największe pobory paliwa gazowego, w przypadku tej grupy odbiorców, przypadają na okresy chłodne, co oznacza, że temperatura gazu także jest niska. Ponadto w przypadku zasilania odbiorcy z sieci średniego ciśnienia, gdzie gazomierze zlokalizowane są za urządzeniem redukcyjnym, wskutek efektu Joule’a-Thom-

sona dodatkowo zostaje obniżona temperatura pobieranego gazu.

Wpływ na poprawność pomiaru ma także parametr ciśnienia. Wiedząc, że ciśnienie absolutne dostarczanego paliwa gazowego to suma ciśnienia atmosferycznego oraz nadciśnienia w gazociągu można stwierdzić, że na prawidłowość pomiaru wpływ ma także wysokość, na jakiej proces pomiaru jest wykonywany, czyli tzw. wysokość geodezyjna. Zmiana wysokości geodezyjnej o wielkość 87 metrów powoduje zmianę ciśnienia atmosferycznego o wartość 1 kPa. Powszechnie znane równanie stanu gazu wprost pokazuje bezpośrednią zależność parametru objętości (podstawa rozliczeń) od zmian parametrów ciśnienia i temperatury.

Wydaje się, że najlepszym rozwiązaniem jest stworzenie współczynnika korekcyjnego, który minimalizowałby występujące obecnie błędy i pozwalałby na prowadzenie rzetelnych rozliczeń z odbiorcami. Współczynnik taki mógłby być wyznaczony matematycznie lub doświadczalnie np. poprzez wiele punktów pomiarowych, które zlokalizowane w charakterystycznych punktach terenowych wyznaczałyby współczynnik korekcji dla określonego obszaru.

AKUMULACJA SYSTEMU

Źródłem pozornych strat paliwa gazowego jest także akumulacja systemu. W związku z koniecznością zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej, niezbędne dla niektórych obszarów zasilania są regulacje ciśnienia paliwa gazowego. W związku ze wzrostem ciśnienia, pojemność akumulacyjna systemu wzrasta (przy okazji rosną straty związane z emisją). Jeżeli w okresie rozliczeniowym (miesiąc gazowy) nie nastąpi powrót do poprzedniej wartości ciśnienia, to wzrośnie różnica bilansowa tego systemu. Powrót do pierwotnej wielkości ciśnienia w kolejnym okresie rozliczeniowym spowoduje powstanie superaty.

KSIĘGOWANIE I WSKAŹNIK STRAT

Podstawowym źródłem strat pozornych wynikających z operacji księgowych jest problem z jednoczesnym dokonaniem olbrzymiej liczby odczytów w okresie rozliczeniowym. W przypadku odbiorców przemysłowych zaopatrzonych w układ pomiarowy (gazomierz+korektor) odczyt ten nie stanowi problemu, gdyż rejestrator zapisuje podstawowe dane ruchowe na zakończenie każdej doby gazowej, a w większości przypadków układy te wyposażone są w system teleme-

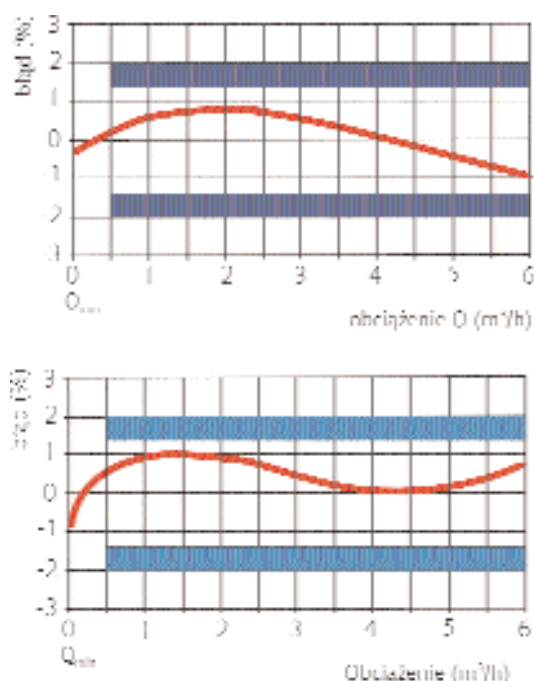
Tabela 1. Granice dopuszczalnych błędów pomiarowych dla gazomierzy miechowych

Strumień objętości Q	Wymagane przez: PN-EN gdzie $Q_t = 0,1 \cdot Q_{max}$	Wymagane przez: rozporządzenia ministra gdzie $Q_t = 2 \cdot Q_{min}$	Wymagane przez: Measuring Instruments Directive (MID) gdzie $Q_t = 0,1 \cdot Q_{max}$
	1	2	3
$Q_{min} \leq Q < Q_t$	± 3%	± 3%	± 3%
$Q_t \leq Q \leq Q_{max}$	± 1,5%	± 2%	± 1,5%

Q_t – przejściowy strumień objętości pomiędzy Q_{max} i Q_{min} , dzielący zakres Q na dwie strefy, o charakterystycznym błędzie dopuszczalnym.

trycznego przesyłu danych. Jednak, aby odczyt był w całości prawdziwy, należy wykonać go po zakończeniu okresu rozliczeniowego (miesiąca gazowego), w przeciwnym razie nie ma mowy o odczycie wielkości zużycia za cały okres rozliczeniowy. Osobny problem stanowią odczyty zużycia paliwa gazowego przez odbiorców z niższych grup taryfowych. Obecnie

Rys. 3 Charakterystyczne krzywe błędów gazomierzy G4 – różnych producentów.



nie ma możliwości wykonania jednoczesnego odczytu urządzeń pomiarowych na zakończenie okresu rozliczeniowego dla wszystkich odbiorców tej grupy.

Należy zauważyć, że nawet odbiorcy 4. grupy taryfowej, mimo że rozliczani są w cyklu jednomiesięcznym, generują błąd, ponieważ nie jest możliwe odczytanie wszystkich odbiorców tej grupy na zakończenie miesiąca gazowego, który jest okresem rozliczeniowym dla procesu zakupu gazu. W tej sytuacji jedynie odpowiednie prognozowanie zużycia dla odbiorców zakwalifikowanych do tych grup taryfowych może zmniejszyć wartość błędu. Już dziś istnieją rozwiązania, które pozwalają wierzyć, że w niedalekiej przyszłości możliwe będzie dokonywanie bardzo dużej liczby odczytów gazomierzy mechanicznych na zakończenie okresu rozliczeniowego, z jednoczesnym ich przesłaniem drogą telemetryczną.

Zgodnie z funkcjonującym w WSG Systemem Zarządzania Jakością, istnieje obowiązek wyznaczania wskaźnika strat W_s

$$W_s = \frac{\sum I_n}{\sum Z_g}$$

gdzie;

W_s – wskaźnik strat

$\sum I_n$ – suma ilości niezbilansowanych z ostatnich 12 miesięcy poprzedzających okres sprawozdawczy

$\sum Z_g$ – suma zakupu gazu ostatnich 12 miesięcy poprzedzających okres sprawozdawczy

Dane podstawiane do wzoru odnoszą się do okresu 12 miesięcy poprzedzających okres sprawozdawczy, co powodu-

je pewną bezwładność czasową w ukazaniu efektów podjętych działań. Należy pamiętać, że faktyczny wzrost lub spadek NIPG w okresie sprawozdawczym będzie w pełni widoczny dopiero po upływie 12 miesięcy. Na przykład zlokalizowanie i całkowite usunięcie źródła generującego straty o określonej wielkości, w kolejnym okresie sprawozdawczym będzie wykazane w wielkości 11/12 wysokości tych strat, w następnym okresie wielkość ta będzie wynosiła 10/12 i tak dalej, aż do upływu całego roku. Jednakże obecnie współczynnik ten wydaje się najlepszym wyznacznikiem generowanych strat.

Sieć gazowa obsługiwana przez Oddział Zakład Gazownictwa Poznań została podzielona na 93 strefy dystrybucyjne. Każda ze stref obejmuje obszar, na którym paliwo gazowe rozprowadzane jest poprzez gazociągi dystrybucyjne stanowiące integralny i zamknięty system, a transportowany gaz posiada jednakowe parametry jakościowe. W praktyce oznacza to, że niemal wszystkie strefy zasilane są poprzez jeden punkt wejścia do systemu (stacja gazowa I°). Poprzez kontrolę urządzeń pomiarowych w punktach wejścia do sieci rozliczany jest zakup paliwa gazowego dla każdej strefy i jednocześnie do każdej ze stref przypisano odbiorców, którzy są w niej zlokalizowani. Biorąc pod uwagę, że znana jest ilość zakupionego dla danej strefy paliwa gazowego, znana jest także wielkość sprzedaży (częściowo prognozowana) oraz znane jest zużycie własne, staje się możliwe wygenerowanie wskaźnika strat dla każdej ze stref. Podział całej sieci na strefy pozwala na bilansowanie systemu poprzez bilansowanie poszczególnych jego części, co w efekcie ułatwia dokładne określenie miejsca występowania strat. Można wydzielić strefy, gdzie straty są najwyższe i próbować ustalić przyczynę ich powstawania.

Należy zwrócić uwagę, że wysoka wartość procentowego wskaźnika strat nie jest jednoznaczna z wymiarem ilościowym tych strat (m^3), ale wskazuje, że w strefie istnieją nieprawidłowości, które w odniesieniu do wielkości zakupu paliwa gazowego generują nieproporcjonalne do jego wartości NIPG.

PODSUMOWANIE

Na zakończenie pragnę dodać, że konieczność prowadzenia działań mających na celu ograniczenie występowania nierozliczonych ilości paliwa gazowego, wynika nie tylko z aspektu ekonomicznego, ale służy także poprawie bezpieczeństwa podczas dystrybucji paliw gazowych. Fakt ten pomaga także w tworzeniu pozytywnego wizerunku firmy, ukazując ją jako podmiot, który poprzez działania wyspecjalizowanych służb, stosując nowoczesne rozwiązania techniczne, eliminuje zagrożenia wynikające ze specyfiki świadczonych usług. Jednocześnie właściwa klasyfikacja generowanych strat oraz ocena ich wielkości pozwoli na wypracowanie odpowiednich rozwiązań, które pozwolą na poprawę wyników finansowych firmy oraz na doskonalenie metod rozliczeniowych z naszymi partnerami. ■

Grzegorz Bartoszewski

Autor jest dyrektorem Zakładu Gazownictwa Poznań – oddziału Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

*) Dane <http://www.metrix.pl/>

Spalanie w turbinach gazowych

Tomasz Dobski

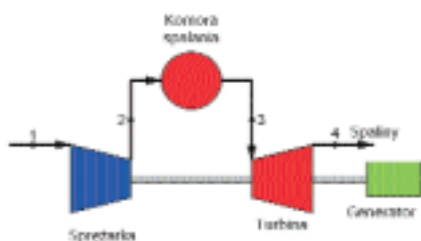
Turbiny gazowe są najtrudniejszymi urządzeniami technicznymi stosowanymi w przemyśle. Energetyczne turbiny gazowe były tradycyjnie konstruowane i budowane przez firmy pracujące na rzecz lotnictwa, pierwotnie wojskowego, a następnie cywilnego.

Obecnie są one produkowane przede wszystkim przez duże koncerny, takie jak General Electric, Alstom, Rolls-Royce oraz Siemens oraz w mniejszym zakresie przez firmy: Solar, MAN, OPRA. Małe turbiny gazowe, nazywane mikroturbinami, produkują tylko firmy Capstan (od 30 kW_{el}) oraz Turbec (jednostka 100 kW_{el}). Na rynku turbin gazowych obecnych jest znacznie więcej firm, ale są one ze sobą powiązane.

W specjalnych zastosowaniach można znaleźć wiele firm wykonujących specjalistyczne turbiny od mocy rzędu kilkudziesięciu watów do przedstawionej w artykule najnowszej turbiny Siemens (wyprodukowanej w maju tego roku) o mocy 340 MW.

Turbiny gazowe są niezwykle skomplikowanymi urządzeniami. Materiały używane do ich konstrukcji są wykonane zgodnie z najnowocześniejszymi osiągnięciami z zakresu inżynierii materiałowej. Na przykład łopatki stojana i wirnika pierwszego stopnia wykonywane są ze stopów żelaza nazywanych tak, mimo że składają się z ponad 50% niklu, ponad 25% chromu oraz wielu innych dodatków stopowych. Zewnętrzne powierzchnie łopatek są po-

Rys.1. Schemat klasycznej turbiny gazowej



kryte materiałami ceramicznymi, które częściowo są wprowadzane dyfuzyjnie do części metalowej łopatki – są to tak zwane *termal barrier coating*. Pozwalają one na podniesienie temperatury pracy turbiny nawet o 60 K. Przekłada się to na wzrost sprawności termicznej turbiny o około 1,5%.

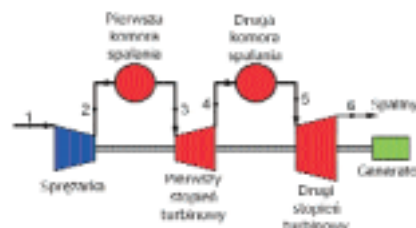
Polska miała bardzo piękną historię rozwoju turbin gazowych – autor był wypromowany w Politechnice Poznańskiej przez profesora Edmunda Tuliszka, który w połowie lat 50. ub.w. zaprojektował i uruchomił turbinę gazową w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Łódzkiej. Mimo że było to osiągnięcie na miarę światową, a prof. E. Tuliszka prowadził wykłady w czołowych politechnikach europejskich: Aachen, Hanowerze i Zurychu, nie rozwinęto tej dyscypliny w Polsce, poza budową nielicznych silników dla wojska (WSK Kalisz, Rzeszów).

Podstawowy schemat turbiny gazowej przedstawiono na rysunku 1. Sprężarka, pracująca na wspólnym wale z turbiną spręża powietrze do ciśnienia co najmniej 4 barów (mikroturbiny) lub – jak to najczęściej jest w wypadku turbin pracujących w Polsce – do 17 barów. Sprężanie powoduje podgrzanie powietrza do ponad 400°C. Po sprężeniu do powietrza w komorze spalania dostarczany jest gaz, a po jego spalaniu spaliny przepływają do wirnika turbiny. Przed wirnikiem są one zawirowane przez wieniec łopatek kierowniczych (stojana). Temperatura płomienia, z uwagi na emisję tlenków azotu, powinna być jak najniższa i na ogół nie przekracza 1800°C. Jednak nawet naj-

nowocześniejsze chłodzone łopatki turbin nie są w stanie wytrzymać tej temperatury. Dlatego spaliny są rozcieńczane do temperatury pracy turbiny nazywanej: *Turbine Inlet Temperature, TIT*. W starszych turbinach wynosiła ona 1100°C, a w najnowszych przekracza 1500°C. Wartość *TIT* decyduje o sprawności turbiny gazowej, jeżeli jest to pojedyncza turbina gazowa. Sprawność dla dolnej wartości temperatury *TIT* nie przekracza 34% a dla najwyższej – 39%. Sprawność TG określa się na ogół dla temperatury powietrza dopływającego do sprężarki, wynoszącej 15°C.

Sprawność turbiny zależy w dużym stopniu od temperatury powietrza dopływającego do sprężarki. Na przykład, moc turbiny maleje z 21 MW_{el} (dla temperatury powietrza dopływającego wynoszącej -20°C) do 14 MW_{el} dla temperatury wynoszącej 32°C dla tego samego zużycia gazu. Sprawność TG można poprawić poprzez nawilżanie wodą powietrza dostarczanego do turbiny, ale w naszym klimacie nie jest to opłacalna metoda ze względu na stałą wysoką wilgotność względną powietrza, nawet w okresie letnich upałów.

Rys. 2. Schemat turbiny gazowej z podwójną komorą spalania.

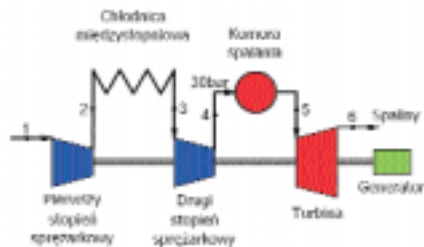


Sprawność TG maleje także ze spadkiem mocy, czyli w trakcie pracy poza optymalnym punktem charakterystyki: spada ona z 31% dla 100% obciążenia do tylko 13% dla 15% obciążenia cieplnego.

Należy pamiętać, że jak to przedstawiono w poprzedniej części, wzrost sprawności silnika cieplnego z 31% na 44% powoduje obniżenie ilości spalanego gazu o połowę!

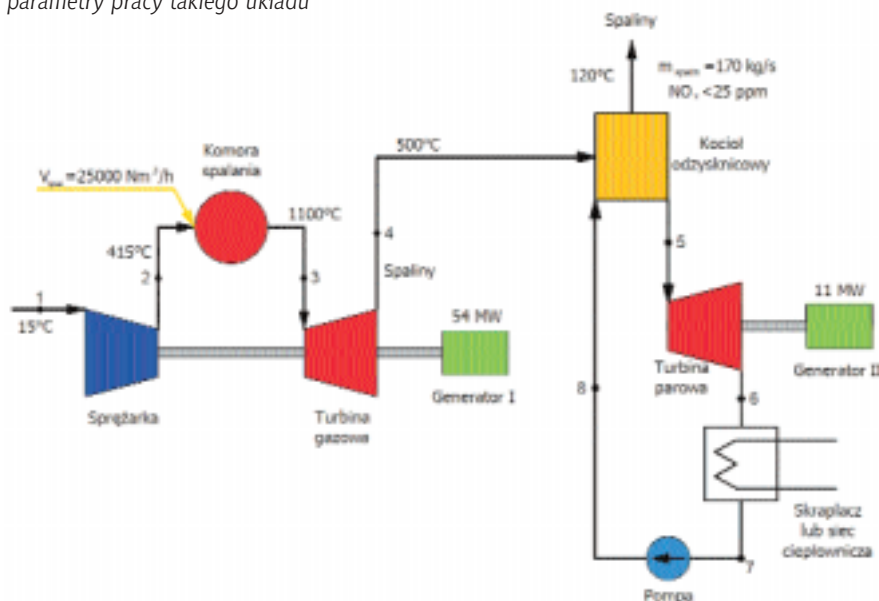
W nowoczesnych turbinach gazowych stosuje się bardzo skomplikowane systemy podniesienia sprawności. Firma Alstom zastosowała w turbinach serii GT26/24 *podwójną komorę spalania*. Schemat takiego układu przedstawiono

Rys. 3. Schemat turbiny gazowej z międzystopniowym chłodzeniem powietrza. Spręż powietrza: $P > 30$.



na rysunku 2. Powietrze jest sprężane do wysokiego ciśnienia $P_2 \sim 30$ barów. Następnie w pierwszej komorze spalania dostarczane jest tyle gazu, aby po spalaniu osiągnąć temperaturę TIT około 1200°C , przy 15-proc. udziale tlenu. Spaliny są rozprężane w pierwszym stopniu turbinowym do ciśnienia około 16 barów. Następnie przepływają one do drugiej komory spalania i ponownie są podgrzewane do temperatury TIT , po czym są rozprężane do ciśnienia otocznia. Taka konstrukcja turbiny zapewnia ponad 38-proc. sprawność. Jednak spalanie paliwa w komorze spalania drugiego stopnia, czyli w spalinach (co prawda, dostatecznie bogatych w tlen, ale równocześnie w obecności pary wodnej i dwutlenku węgla), było w pierwszych turbinach tej serii niestabilne. Prowadziło to do pulsacji ciśnienia. Po dodatkowych badaniach i modernizacjach turbiny te pracują bezawaryjnie, z wysoką sprawnością.

Rys. 4. Schemat klasycznego układu parowo-gazowego. Na schemacie naniesiono typowe parametry pracy takiego układu



Inne rozwiązanie zastosowała firma General Electric w turbinie o mocy $100 \text{ MW}_{\text{el}}$. Turbina ta oznaczona symbolem LMS100, wyposażona jest w międzystopniowy układ chłodzenia powietrza. Po sprężeniu powietrza do ciśnienia około 15 barów, jest ono odprowadzone ze sprężarki do dużej chłodnicy, a następnie doprowadzone do drugiego stopnia sprężarki. Końcowe ciśnienie sprężania wynosi 30 barów. Układ taki zapewnia bardzo wysoką sprawność nawet 46%, nieosiągalną dla klasycznych turbin gazowych. Jednak koszt chłodnicy jest bardzo wysoki. Schemat turbiny przedstawiono na rysunku 3.

UKŁADY PAROWO-GAZOWE

Na rysunku 4 przedstawiono schemat typowego układu parowo-gazowego P-G. Jest to układ elektrowni wyposażonej w turbinę gazową napędzającą pierwszy generator elektryczny. Spaliny odpływające z dyszy wylotowej za turbiną gazową, przepływają do kotła odzysknicowego. W kotle tym wytwarzana jest para wodna, pracująca wg klasycznego obiegu Calusiusa Rankine'a turbiny parowej. Turbina ta napędza drugi generator elektryczny.

Większość turbin gazowych pracujących w Polsce w systemie energetycznym pracuje w układzie parowo-gazowym. Najnowsze z tych układów na

przykład EC Zielona Góra, Wrotków, pracują całkowicie jako elektrociepłownie, z możliwością pracy turbin parowych jako turbiny kondensacyjne.

Najstarsza w Polsce turbina gazowa pracująca w Elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim współpracuje z klasycznymi turbinami parowymi zasilanymi parą z ustawionego za turbiną gazową kotła odzysknicowego. Para z tego kotła podawana jest na wspólny kolektor do klasycznej elektrociepłowni zasilanej (opalanej) węglem kamiennym. Takie rozwiązanie jest godne polecenia, gdyż dzięki dużemu wkładowi pracy koncepcyjnej inżynierów z elektrociepłowni uzyskano bardzo wysoką sprawność całkowitą układu parowo-gazowego (ponad 55%), bez konieczności budowy całego nowego bloku parowego.

MIKROTURBINY GAZOWE

Przepływ gazu od gazociągu zasilającego do palnika gazowego jest bardzo skomplikowany. Gaz musi przepłynąć przez zawory regulacyjne i zabezpieczające oraz kolektory rozprowadzające na korpusie turbiny. Tak skomplikowany system przepływu wymaga, aby ciśnienie na dolocie do turbiny było o kilka barów wyższe (co najmniej 2 bary) niż ciśnienie pracy turbiny odpowiadające ciśnieniu za sprężarką powietrza turbiny. Dlatego zasadniczo turbiny gazowe są zasilane gazem z sieci wysokiego ciśnienia. Ten warunek znacznie ogranicza zastosowanie turbin gazowych w miastach o dużej gęstości zabudowy z uwagi na duże strefy ochronne prowadzenia gazociągów. Mikroturbiny gazowe, w przeciwieństwie do turbin, są zasilane gazem pod średnim ciśnieniem, czyli na ogół nie wyższym niż 6 barów.

Niskie ciśnienie zasilania wiąże się ze spadkiem sprawności mikroturbiny. Dlatego w mikroturbinach stosuje się rekuperator ciepła. W rekuperatorze spaliny wypływające z turbiny podgrzewają powietrze za sprężarką, przed komorą spalania. Schemat mikroturbiny przedstawiono na rysunku 5.

Silniki takie pracują praktycznie na każdym gazie ziemnym i są bardzo atrakcyjne dla kogeneracyjnych układów rozproszonych małej mocy. Mikroturbiny pracują przy bardzo dużych

→ obrotach, nawet ponad 90 000 obr/min. Czas do osiągnięcia pełnej mocy takiej turbiny zainstalowanej w układzie kogeneracyjnym w laboratoriach Tokio-Gas (zaprezentowanej autorowi) wynosił około jednej minuty. Turbina napędza prądnicę prądu zmiennego, który elektronicznie przetwarzany jest na dowolne parametry sieci: od 110 V, 60 Hz (system USA i Japonii) po europejskie, czyli 240 V, 50 Hz. Parametry sieci uzyskuje się na skutek bardzo zaawansowanego systemu sterowania elektronicznego, pracującego w szerokim zakresie obciążenia termicznego.

Sprawności mikroturbin gazowych, liczone jako sprawność netto silnika, wynoszą obecnie, niestety, mniej niż 28%, gdy są to układy bez smarowania, a turbina pracuje na łożyskach gazowych. Jeżeli jest to turbina osadzona na łożyskach ślizgowych smarowanych, to można uzyskać wyższą sprawność – obecnie do 31%. Niskie sprawności mikroturbin spowodowane są tym, że ze względu na wymiary turbiny gazowej – jest to turbina typu dośrodkowego – nie można zastosować chłodzenia łopatek, a co za tym idzie – maksymalna temperatura przed turbiną *TIT* jest ograniczona do wartości określonej właściwościami materiałowymi. Mikroturbin powinny pracować bez remontu co najmniej 30 000 godzin, dlatego temperatura ta ograniczona jest do wartości poniżej

szerokim zakresie w układach komunalnych, a nie tylko w instalacjach przemysłowych, gdyż ciśnienie zasilania gazem ziemnym wynosi tylko od 3 do 7 barów, czyli jest oparte na miejskiej sieci gazowej.

W zamieszczonej (dzięki uprzejmości autora opracowania¹⁾) tabeli zestawiono oszacowane koszty i możliwości postępu w tym zakresie.

Jak wynika z tabeli, w najbliższym czasie należy się spodziewać gwałtownego postępu w zakresie dostępności mikroturbin stosowanych w układach kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym. Dane podane w tabeli oparte są na istniejących układach doświadczalnych.

Postęp w zakresie zastosowania nowoczesnych mikroturbin i silników gazowych ograniczony jest polityką dużych monopolistów na rynku energetycznym po stronie przesyłu prądu elektrycznego. Kierunek nadany w tym zakresie poprzez dyrektywę o popieraniu kogeneracji rozproszonej z 11 lutego 2004 UE będzie, miejmy nadzieję, motorem postępu.

NAJNOWSZE TURBINY GAZOWE

W 2005 roku uruchomiono najnowszą turbinę gazową z serii typu 9H, w Bagien Bay w Walii. Sprawność bloku parowo-gazowego pracującego



Turbina gazowa typu SGT5-8000H. Moc turbiny: 340 MW_{el}, temperatura pracy *TIT* do 1500°C, sprawność: ponad 38%. Waga turbiny: 440 ton. Nad turbiną na suwnicy widoczna część „gorąca” z gniazdami do zainstalowania palników gazowych.

Aby uzyskać tak wysoką sprawność turbiny gazowej, podniesiono temperaturę obliczeniową *TIT* do wartości ponad 1430°C. Tak wysoka temperatura pracy turbiny jest możliwa do osiągnięcia po poprawieniu systemu chłodzenia turbiny i wykonaniu łopatek z monokryształu. Ponadto poprawiono chłodzenie łopatek kierowniczych pierwszego stopnia i wieńca łopatek pierwszego stopnia wirnika. Zamiast stosowania dotychczasowego systemu chłodzenia za pomocą powietrza odprowadzanego ze sprężarki do łopatek, a następnie odprowadzanego otworami na krawędzi natarcia i spływu do spalin

Cykl	Spręż. (TTP1/P2)	Temperatura spalania <i>TIT</i> , K	Sprawność, %	Koszt jednostkowy CJ /kW _{el}
Klasyczny, TM	3	1170	33,6	1000
Z interkulerem, TM	3x3	1220	39,8	635
Z prekulerem, TC	7	1700	33,6	354
Bez prekulera, TC	7	1410	38,6	470
Z interkulerem, TC	4,5x4,5	1700	49,1	335

Oznaczenia: TM- turbina wykonana ze stopów metalowych (inconel), TC- turbina wykonana z materiałów ceramicznych

800°C. Przy takich ograniczeniach, cena jednostkowa układu generacji energii elektrycznej, liczona jako cena brutto CJ przypadająca na jednostkę mocy przekracza nawet 1000 €/kW_{el}. Należy się tu jednak spodziewać bardzo dużego postępu, w szczególności wobec gwałtownej podwyżki cen paliw na rynkach światowych.

Dodatkową zaletą mikroturbin jest możliwość ich zastosowania w bardzo

jako blok energetyczny, a nie ciepłowniczy wynosi prawie 60%. Stopień sprężania sprężarki turbiny wynosi $\Pi = 23:1$, a jej moc całkowita przekracza 520 MW_{el}. Turbina ta uzyskała tak dużą sprawność dzięki poprawieniu wszystkich możliwych parametrów pracy. Aby zapewnić bezawaryjną pracę, blok wyposażono w ponad 2000 czujników nadzorujących i sterujących

zasilających wieńce wirnika, zastosowano chłodzenie wewnętrzne łopatek. Klasyczny układ chłodzenia wymagał tak intensywnego dostarczania powietrza do chłodzenia łopatek kierowniczych, że powodował obniżenie temperatury obliczeniowej pracy turbiny *TIT* nawet o 140 K. Nowy system chłodzenia wewnętrznego obniża *TIT* tylko o 40 K. Jako czynnik chłodzący wykorzystano parę wodną

ze współpracującego z TG kotła odzysknicowego. Pozwoliło to na uzyskanie znacznego przyrostu sprawności turbiny gazowej: z dotychczasowej sprawności około 33% na sprawność ponad 38%. Wzrost sprawności spowodowany jest nie tylko wzrostem temperatury TIT , ale także zmniejszeniem ilości powietrza potrzebnego do chłodzenia turbiny. Należy pamiętać, że powietrze chłodzące w układzie turbiny, klasycznej (układ otwarty) musi być sprężone do ciśnienia pracy turbiny, a chłodzące wewnątrz łopatek może mieć znacznie niższe ciśnienie.

Obecnie najnowocześniejszy blok parowo-gazowy budowany jest na terenie elektrociepłowni Irsching w Bawarii. Jego opis został przedstawiony częściowo przez profesora Klaus Riedla w trakcie konferencji w Politechnice Poznańskiej w sierpniu 2006 r.²⁾ Rozruch układu parowo-gazowego planowany jest na 2008 rok; a turbina gazowa będzie gotowa w grudniu tego roku. Będzie to blok o mocy całkowitej 530 MW_{el}. Turbina gazowa – typu SGT5-8000H – ma zaprojektowaną moc znamionową 340 MW_{el}. Konstruktorzy spodziewają się osiągnąć rekordową sprawność całkowitą bloku parowo-gazowego – ponad 60%, (w kuluarach konferencji mówiło się nawet o 62% sprawności). Jeżeli ta wartość zostanie osiągnięta, rzeczywistość będzie to największa sprawność zamiany energii cieplnej w pracę w układzie mechanicznym w skali dotychczasowej inżynierii energetyki światowej. Tylko ogniwa paliwowe mogą przekroczyć tę wartość, jednak ich moc jest nieporównanie niższa, a koszty wykonania nieporównanie wyższe.

Turbina ta będzie miała sprawność pierwotną (sprawność cieplna tylko samej turbiny gazowej) ponad 38%. Aby uzyskać tak wysoką sprawność zastosowano bardzo wysoką temperaturę pracy turbiny TIT wynoszącą ponad 1500°C i ciśnienie za sprężarką powietrza 30 barów. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu nowego systemu chłodzenia: powietrzem w układzie zamkniętym (czyli o zmniejszonym ciśnieniu). Specjalnie przeprojektowany system uszczelnienia przepływu powie-

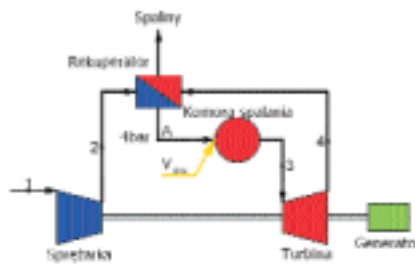
trza chłodzącego zmniejsza jego ilość odpływającą z części wysokoprężnej do niskoprężnej bez wykonania pracy.

EKONOMIA

Koszt inwestycyjny budowy elektrowni wyposażonej w turbiny gazowe jest wysoki i obecnie wynosi około 855 euro za zainstalowaną moc 1 kW mocy elektrycznej. Taki szacunkowy koszt podano na stronach internetowych opisujących najnowszą inwestycję w Bawarii w Irsching. Podane dane w tabeli dotyczące kosztów mikroturbin gazowych pochodzą z roku 2002 i są znacznie niższe. Koszty bloku energetycznego zasilanego węglem kamiennym, a tym bardziej brunatnym są znacznie wyższe.

Polskie elektrownie zasilane gazem ziemnym nie są w stanie wytrzymać konkurencji z elektrowniami zasilanymi w węgiel kamienny, a tym bardziej w węgiel brunatny. Przy obecnych cenach gazu ziemnego (około 0,8 zł/Nm³ gazu wysokometanowego), opłacalna cena uzyskana za sprzedaż 1 MWh

Rys. 5. Schemat cieplny mikroturbiny z rekuperatorem ciepła: za turbiną spaliny są chłodzone przez powietrze odpływające ze sprężarki.



energii elektrycznej powinna wynosić ponad 240 zł. Tylko elektrownie pracujące w systemie kontraktów długoterminowych na odbiór energii wykazują zysk ze sprzedaży energii elektrycznej. Jednak los tych kontraktów jest niepewny.

Całkowity koszt eksploatacji elektrociepłowni parowo-gazowej o sprawności powyżej 50% powinien być jednak niższy od kosztów maksymalnych zapewniających im opłacalność pracy. Na przykład koszt remontu głównego turbiny gazowej, który musi być wykonany co 24 lub 28 tysięcy godzin pra-

cy, jest niższy od akcyzy płaconej za prąd elektryczny! Ponadto niedowartościowana jest w Polsce opłata za ochronę środowiska. Emisja dwutlenku węgla przy spalaniu gazu ziemnego jest ponad 2,5 razy niższa niż przy spalaniu węgla kamiennego. Ze spalania gazu ziemnego emitowany jest tylko dwutlenek węgla oraz tlenki azotu NO_x. Emisja tlenków azotu nie przekracza limitu narzuconego przez normy europejskie i wynosi poniżej 25 ppm NO_x dla spalin zawierających 15% tlenu. Tak niski limit jest nieosiągalny dla elektrowni opalanych węglem. Emisja węglowodorów, tlenku węgla oraz związków siarki jest śladowa.

Ekonomiczność eksploatacji elektrowni wyposażonych w turbiny gazowe może być poprawiona tylko wtedy, gdy zostanie wprowadzona w Polsce rynkowa cena węgla kamiennego i brunatnego. Oznacza to, że cena ta będzie powiększona o dopłaty stosowane obecnie do węgla kamiennego. W przypadku węgla brunatnego do jego ceny powinny zostać doliczone całkowite koszty związane z ochroną środowiska.

Zasadniczą zaletą TG jest jednak możliwość regulowania ich mocy w bardzo krótkim czasie: nawet duża turbina może osiągnąć pełną moc w czasie krótszym od 30 minut. Ta zaleta turbin gazowych jest niezwykle ważna. Zastosowanie w systemie elektroenergetycznym dużych elektrowni wiatrowych o znacznych mocach, prowadzi do *blackoutu* – załamania się systemu elektroenergetycznego. Tylko turbiny gazowe pozwalają na szybkie zmiany mocy i mogą zapobiec awarii sieci. ■

Tomasz Dobski

Autor jest profesorem Politechniki Poznańskiej. tomasz.dobski@put.poznan.pl

¹⁾ Hubert Antoine, „It is future for microturbines?”, ATCE S. A., Belgium, 2005.

²⁾ K. Riedle: „Siemens Gas Turbine Development”, Międzynarodowa konferencja: Nowe technologie gazowe w urządzeniach przemysłowych i komunalnych, Poznań, wrzesień 2006.

Artykuł ten jest ostatnią z publikacji dotyczących spalania gazu ziemnego w urządzeniach energetycznych: piecach przemysłowych, silnikach gazowych oraz turbinach gazowych.

Budujemy pozytywny wizerunek poprzez społeczne zaangażowanie

Podtrzymanie dobrego imienia i publicznego wizerunku jest jednym z głównych celów spółki G.EN. GAZ ENERGIA.

W działalność każdego przedsiębiorstwa centralne miejsce w procesie świadczenia usług oraz sprzedaży produktów powinien zajmować klient, który decyduje o sukcesie bądź porażce firmy w dłuższej perspektywie.

Również dla G.EN. sprawą priorytetową jest rozwój spółki, zarządzanej w sposób umożliwiający stworzenie organizacji, która posiadać będzie kulturę organizacyjną skoncentrowaną wokół potrzeb klientów.

W trosce o jakość obsługi i satysfakcję obecnych oraz potencjalnych odbiorców G.EN. stosuje dedykowane dla poszczególnych segmentów klientów standardy obsługi oraz nowoczesne kanały komunikacji.

Co więcej, prowadząc działalność gospodarczą w około 50 polskich gminach spółka uczestniczy w najważniejszych dla społeczności lokalnych wydarzeniach kulturalnych. W 2007 roku G.EN. był między innymi głównym sponsorem Festiwalu Gwiazd Sportu oraz Międzynarodowego Festiwalu Muzyki Organowej i Kameralnej, a także sponsorem wielu lokalnych imprez okolicznościowych.

Aleja Gwiazd Sportu znajduje się we Władysławowie. Na głównej promenadzie od 2000 roku umieszczone są tablice – granitowe bloki z odlanymi z brązu wmurowanymi gwiazdami, na których widnieją nazwiska sportowców i trenerów. Zgodnie z tradycją, również w bieżącym roku odznaczono kolejne gwiazdy sportu, które powiększyły grono uhonorowanych osób: Dorotę Idzi (pięciobój nowoczesny), Witolda Filusa (baloniarstwo), mjr. Janosa Kevey'a (fechmistrz), Wojciecha Zabłockiego (szermierka), Roberta Sycza i Tomasza Kucharskiego (wioślarstwo), Bogdana Wentę (piłka ręczna), Włodzimierza Lubańskiego (piłka nożna) i Jerzego Szczakiela (żużel), któremu wyróżnienie wręczył dr Bernard Rudkowski (prezes zarządu G.EN.).

Ponadto w tym roku dzięki trzem głównym sponsorom: spółce G.EN. GAZ ENERGIA; spółce GAZ BUDOWA i lokalnej firmie B.M.C., wybudowana została fontanna ze zniczem, którą zaprojektował olimpijczyk, prof. Wojciech Zabłocki. Jej uroczystego odsłonięcia dokonano 29 lipca 2007 roku.

Rzeźba ta „łączy w sobie” dwa żywioły: wodę i ogień, który powstaje na



Od lewej: Jerzy Szczepankowski, prezes Fundacji Aleja Gwiazd Sportu Władysławowo, prof. Wojciech Zabłocki, olimpijczyk i projektant fontanny, dr Bernard Rudkowski, prezes zarządu G.EN. i Grzegorz Małaszuk, prezes zarządu GAZ BUDOWA.

skutek spalania gazu ziemnego w indywidualnie zaprojektowanym palniku.

Z nowego elementu architektonicznego Władysławowa, gdzie od 2003 roku G.EN. dostarcza paliwo gazowe, dumne są władze samorządowe i społeczność lokalna, a wśród spacerujących turystów fontanna z płonącym zniczem wzbudza duże zainteresowanie.

W wydarzeniach związanych z Festiwałem Gwiazd Sportu oprócz licznie przybyłych mieszkańców i osób wypoczywających w nadmorskim kurorcie udział wzięło wiele osób publicznych, takich jak Donald Tusk czy gość honorowy tegorocznej edycji, były prezydent RP, Lech Wałęsa.

W 2007 roku spółka G.EN. sponzorowała również trwający od czerwca do sierpnia XLIII Międzynarodowy Festiwal Muzyki Organowej i Kameralnej. To doniosłe wydarzenie artystyczne odbyło się w Kamieniu Pomorskim, czyli

oprócz zespołów muzycznych z Polski, kunszt kompozytorów i wirtuozerię zademonstrować mogli światowej sławy wykonawcy z Anglii, Francji, Niemiec, Rosji i Ukrainy.

Powyższe wydarzenie kulturalne z pewnością przyczyniło się do propagowania sztuki oraz społeczno-kulturalnego rozwoju szerokiego audytorium, w tym mieszkańców Kamienia Pomorskiego i jego okolic.

Tradycyjnie też, w 2007 roku spółka G.EN. uczestniczyła w wielu imprezach lokalnych, takich jak „pierwszy szpadeł” w Prochowicach, Dni Grabowa nad Prosną, Imieniny Jankowic, Dni Gminy Tarnowo Podgórne, Festyn Junka z Buku, Dni Miastka, Dni Prochowic, Dni Twardogóry itd.

G.EN. jest także głównym sponsorem pierwszoligowego klubu koszykarskiego Tarnovia z Tarnowa Podgórnego, gdzie mieści się biuro oddziału firmy.



Odświeżenie Gwiazdy Sportu. Od lewej: dr Bernard Rudkowski, prezes zarządu G.EN., Jerzy Szczakiel, mistrz świata na żużlu z 1973 roku.



Od lewej: Jerzy Szczepankowski, Lech Wałęsa, były prezydent RP, Adam Dżeżdżon, burmistrz Władysławowa.

na nowym obszarze funkcjonowania firmy, obejmującym od lipca 2007 roku dwie kolejne gminy województwa zachodniopomorskiego: Międzyzdroje i Kamień Pomorski.

Ten najwspanialszy festiwal muzyczny Pomorza Zachodniego jest dziełem pasjonatów, ludzi, którzy od kilkadziesiąt lat z wielkim zaangażowaniem organizują koncerty mające swoich stałych wielbicieli zarówno w kraju, jak i za granicą. Podczas tegorocznej edycji festiwalu w kamieńskiej katedrze

Spółka nie zapomina również o masowych wydarzeniach, które odbywają się poza obecnym obszarem działania

G.EN. W maju 2007 roku firma zaprezentowała się podczas XI Pikniku Naukowego w Warszawie. W wydarzeniu tym udział wzięło ponad 200 firm i instytucji z Polski oraz zagranicy. Tegoroczny piknik cieszył się dużą popularnością wśród zwiedzających, którzy licznie przybyli na Rynek Nowego Miasta i Podzamcze.

Poprzez powyższe działania G.EN. konsekwentnie realizuje zasadę: „Być blisko Klienta”. Współpraca z władzami i społecznościami lokalnymi oraz uczestniczenie w wielu wydarzeniach obejmujących takie płaszczyzny jak sport, kultura, sztuka, pomaganie dzieciom i potrzebującym pozwala największej prywatnej spółce dystrybucyjnej w Polsce być postrzeganą jako firma przyjazna dla regionu oraz w szerszym spektrum jako rzetelny i godny zaufania partner rynkowy. ■



G.EN. GAZ ENERGIA S.A.
ul. Obornicka 235, 60-650 Poznań
tel. (+48) 061 822 67 01
fax (+48) 061 822 67 31
e-mail: gen@gen.com.pl
www.gen.com.pl

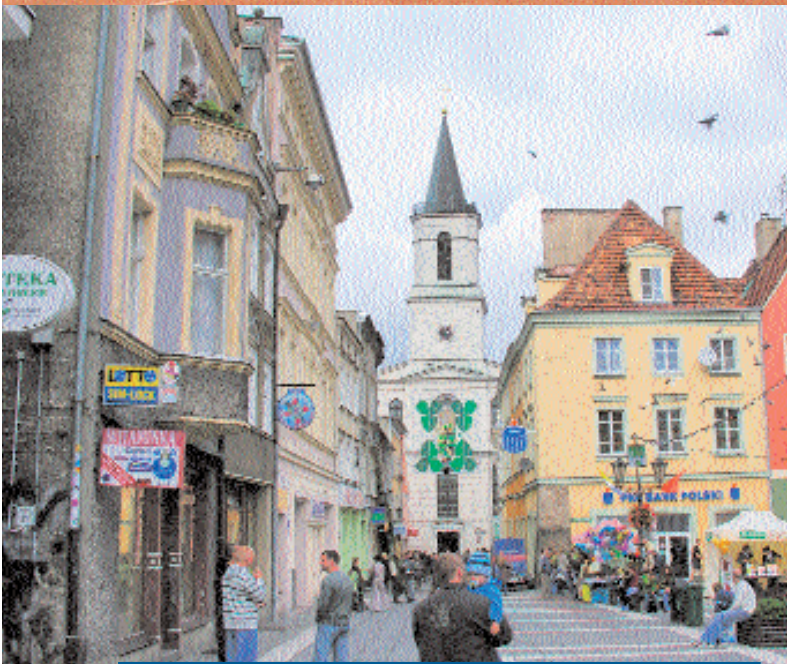
PREZENTACJA



Serwuje Joanna Kondla.



Wizyta Bachusa.



Już po raz dwudziesty na swoim dorocznym święcie spotkali się pasjonaci i sympatycy „białego sportu”. Idea organizacji tenisowych zawodów zrodziła się w 1988 roku w Zielonej Górze i w dwudziestoletniej historii mistrzostw tylko kilka edycji odbyło się poza tym pięknym miastem. Od pierwszego turnieju stale wzrastała liczba uczestniczących w nim zawodniczek i zawodników.

W tym roku w rozgrywkach wzięło udział sto trzydzieści osób, z dwudziestu dziewięciu firm. Jubileuszowe mistrzostwa odbywały się od 5 do 9 września na kortach Miejskiego Ośrodka Sportu i Rekreacji w Zielonej Górze. Przez cztery dni w sześciu kategoriach trwały zacięte pojedynki. Najwięcej emocji dostarczył finał singla mężczyzn, w którym tak jak przed rokiem, spotkali się Dariusz Krakowiak reprezentujący GAZ – SYSTEM Warszawa i Zbigniew Krajewski z Centrali PGNiG. W emocjonującym pojedynku zwyciężył Z. Krajewski, powtarzając ubiegłoroczny sukces.

Po wyczerpujących sportowych zmaganiach na zawodników czekało wiele atrakcji, m.in. biesiada irlandzka w Piwnicy Artystycznej „Kawon”, zawody strzeleckie w Klubie Sportowym „Gwardia” oraz wizyta w Muzeum Dawnych Tortur, połączona z degustacją wybornego zielonogórskiego wina.

Mistrzostwa Polski Grupy Kapitałowej PGNiG to jedna z najważniejszych imprez sportowych o charakterze integracyjnym. Honorowy patronat nad zawodami objął Krzysztof Głogowski, prezes zarządu PGNiG. Bardzo dobra organizacja i wspaniała, koleżeńska atmosfera na długo pozostaną w pamięci wszystkich uczestników mistrzostw. ■

W
Ziel

Serwu
Zbigni

WYNIKI RYWALIZACJI

KATEGORIA OPEN

1 Zbigniew Krajewski	PGNiG Centrala Spółki
2 Dariusz Krakowiak	GAZ – SYSTEM O/Warszawa
3-4 Mariusz Skurczyński	POSD O/Gdańsk
3-4 Marcin Pieniążek	PGNiG Centrala Spółki

GRA POJEDYNCZA KOBIET

1 Marzena Oleś	KOSD O/ZG Kraków
2 Elżbieta Kramek	GAZ – SYSTEM O/Warszawa
3-4 Aldona Boguś	GAZ – SYSTEM O/Warszawa
3-4 Mirosława Pich	GAZ – SYSTEM O/Warszawa

SENIORZY

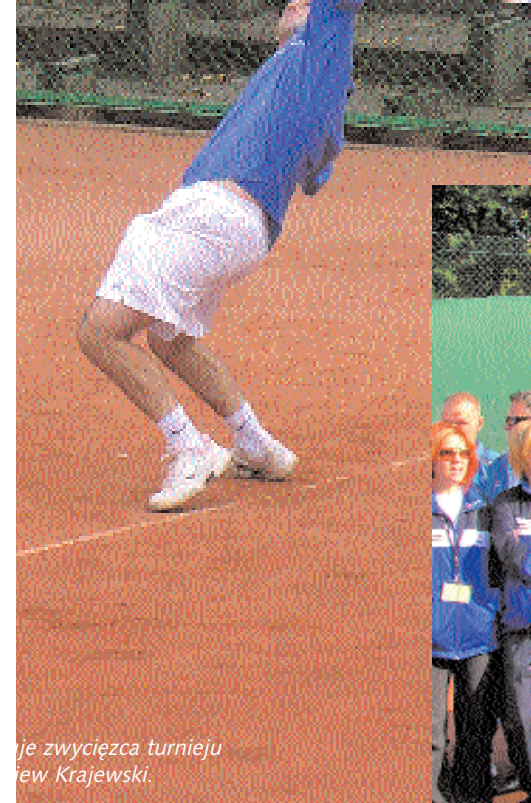
1 Wacław Nowak	PGNiG O/Sanok
2 Marek Koczela	KOSD O/ZG Kraków
3-4 Janusz Dobkowski	MOSD O/ZG Warszawa
3-4 Janusz Milejski	GAZ – SYSTEM O/Wrocław

tekst i zdjęcia
Włodzimierz Kleniewski



KLASYFIKACJA GENERALNA FIRM		
1	PGNiG Oddział Sanok	129,44
2	PGNiG SA Centrala Spółki	88,25
3	GAZ – SYSTEM O/Warszawa	82,19
4	MOSD O/ZG Warszawa	62,50
5	KOSD O/Tarnów	55,56
6	PGNiG SA O/Zielona Góra	43,19
7	GAZ – SYSTEM O/Rembelszczyzna	25,06
8	POSD O/Gdańsk	15,13
9	PN DIAMENT Zielona Góra	15,06
10	ABB Warszawa	13,94

Tenisie Ziemny
Zielona Góra 5-9 września 2007



Wzrost zwycięzca turnieju
Wojciech Bojanowski.

Ceremonia otwarcia.



Powitanie zaproszonych gości.

WYNIKI RYWALIZACJI

WETERANI

1	Stefan Tarapacki	PGNiG O/Sanok
2	Wojciech Bojanowski	PGNiG O/Sanok
3-4	Andrzej Florjanowicz	ABB Warszawa
3-4	Jan UnderPNiG NAFTA Piła	

GRA PODWÓJNA MĘŻCZYZN

1	Wacław Nowak – Paweł Fic	PGNiG O/Sanok
2	Waldemar Mních – Zbigniew Krajewski	PGNiG Centrala Spółki
3-4	Andrzej Sator – Paweł Bem	MOSD O/ZG Warszawa
3-4	Dariusz Krakowiak – Marcin Czub	GAZ – SYSTEM O/Warszawa

GRA MIESZANA

1	Marzena Oleś – Marek Koczela	KOSD O/ZG Kraków
2	Ewa Król – Jerzy Gładysz	PGNiG O/Sanok
3-4	Aldona Boguś – Andrzej Florjanowicz	GAZ – SYSTEM O/Warszawa/ABB
3-4	Agnieszka Kwiecień – Bogdan Matysik	PN DIAMENT Zielona Góra

Dajemy dzieciom Skrzydła!

Nowe programy Fundacji PGNiG

Zakres działalności Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza obejmuje szeroko rozumiane wspieranie kultury i dziedzictwa narodowego, w tym ochronę zabytków, działania na rzecz nauki i edukacji, ale także ochronę zdrowia i upowszechnianie sportu wśród dzieci i młodzieży oraz aktywność w zakresie ekologii. Dotychczas Fundacja PGNiG realizowała swoje cele wyłącznie poprzez własne programy. Zorganizowano między innymi konkurs Złote Lamy, którego celem była popularyzacja wybitnych projektów naukowych w obszarze nauk ścisłych i technicznych. Przyznano również nagrody i stypendia studentom uczelni technicznych.

W 2007 roku działalność Fundacji PGNiG oparto na współpracy z partnerami programowymi. To istotna zmiana jakościowa. Dzięki temu Fundacja PGNiG ma gwarancję, że jej pomoc zostanie wykorzystana maksymalnie efektywnie i dotrze do najbardziej potrzebujących. Ten model działania zdobywa coraz więcej zwolenników. Organizacje pozarządowe, różnego rodzaju fundacje działające na zasadzie organizacji pożytku publicznego, specjalizujące się w działaniach społecznych mają dużo większe szanse na precyzyjne określenie potrzeb lokalnych środowisk oraz rzeczywisty dialog z potrzebującymi pomocy w najdalszych zakątkach Polski.

SKRZYDŁA – ŁĄCZYMY SIĘ

13 września Fundacja PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza rozpoczęła współpracę z Caritas Polska jako strategiczny partner programu „Skrzydła”. Inspiracją dla tego programu było przesłanie Jana Pawła II, w którym papież nawołuje do budowania nowej cywilizacji – cywilizacji miłości. Pomoc dzieciom najuboższym to „potrzeba wyobraźni miłosierdzia”, aby przyjść z pomocą dziecku zaniedbanemu duchowo i materialnie; (...). Szacuje się, że w Polsce jest ponad 650 tys. dzieci, których rodziców nie stać na zakup odzieży, podręczników szkolnych czy zapewnienie najbardziej fundamentalnej potrzeby – wyżywienia. Konsekwencją braków materialnych jest faktyczna nierówność dzieci i młodzieży w dostępie do edukacji. Z myślą o wyrównaniu szans i zmniejszeniu olbrzymiej przepaści dzielącej dzieci z rodzin ubogich od tych lepiej sytuowanych, Caritas Polska rozpoczęła realizację programu „Skrzydła”. „Skrzydła” to program długoterminowej pomocy skierowany do dzieci – uczniów szkół podstawowych, gimnazjów i liceów, którzy z powodu złej sytuacji materialnej w rodzinie wymagają pomocy w formie dożywiania w szkole, zakupu wyprawek z artykułami szkolnymi, dofinansowania do wycieczek szkolnych.

Fundacja PGNiG, w ramach programu „Skrzydła”, objęła długofalową opieką 300 najbardziej potrzebujących dzieci w całej Polsce, przekazując na ten cel ponad 220 tysięcy złotych. Ta kwota pozwoli na wsparcie kilkuset dzieci w okresie pierwszego semestru roku szkolnego 2007/2008. Jak zapewnia Tomasz Fill, prezes Fundacji PGNiG – *będziemy także promować tę szlachetną ideę w całej Polsce poprzez szeroką kampanię informacyjną zarówno wśród klientów, jak i 30 000 pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG. Chcemy, aby jak najwięcej dzieci otrzymało pomoc.*

KAŻDY MOŻE POMÓC

Program proponuje roztoczenie opieki finansowej nad dzieckiem przez firmy i osoby prywatne. Każdy, kto poprzez złożoną deklarację zobowiąże się do wsparcia finansowego ucznia przynajmniej przez jeden semestr szkolny, może stać się partnerem programu „Skrzydła”. Pomoc zawsze trafi do konkretnego dziecka, zgłoszonego na listę Caritas przez pedagoga szkolnego.

Dzieci otrzymują dwa rodzaje wsparcia w ramach programu. Są to „Skrzydła na przyszłość” lub „Skrzydła na co dzień”. „Skrzydła na co dzień” to pakiet odpowiadający na podstawowe i niezbędne potrzeby dziecka w szkole. W przypadku wsparcia dziecka w ramach pakietu „Skrzydła na co dzień” miesięczna kwota wynosi 147 zł przez 10 miesięcy. „Skrzydła na przyszłość” to pakiet zapewniający dziecku zaspokojenie potrzeb, które bezpośrednio wpływają na jego rozwój i zachęcają do zdobywania wiedzy. W przypadku wsparcia dziecka w ramach pakietu „Skrzydła na przyszłość” miesięczna kwota wynosi 154 zł przez 10 miesięcy. Dla tych, którzy zechcą wesprzeć program jednorazowymi wpłatami bez podpisywania długoterminowych deklaracji przygotowana została tzw. Skarbonka Skrzydeł. Każda wpłata na konto Caritas Polska (PKO BP SA 70 1020 1013 0000 0102 0002 6526) z dopiskiem „Skarbonka Skrzydeł” będzie przeznaczona na pomoc dzieciom, które nie zostały objęte stałą opieką w programie. Wpłacający może określić cel, na który mają zostać przeznaczone wpłacane środki, np. obuwie, dożywianie itp. Więcej informacji znajdą Państwo na stronie www.skrzydla.pl lub bezpośrednio u Katarzyny Sekuły, koordynatora tego programu, tel. 022 334 85 22, e-mail: skrzydla@caritas.pl i w Fundacji PGNiG – pisząc pod adresem: info@fundacjapgnig.pl

O tym, jak rozwija się współpraca Fundacji PGNiG z Caritas Polska będziemy Państwa na bieżąco infor-

mowali. A już dziś każdy z nas może rozważyć, czy może sam pomóc potrzebującemu. Jest nas w Grupie PGNiG ponad 30 tysięcy, jeśli nawet nieliczni będą mogli włączyć się do akcji – ilu dzieciom możemy pomóc! Warto przy tym dodać, że kwoty przekazane na rzecz programu „Skrzydła” można odliczać od podatku w corocznych rozliczeniach podatkowych.

INNE PLANY FUNDACJI PGNiG

Współpraca z Caritasem to niejedyna działalność fundacji. Już wkrótce przedstawimy Państwu drugi program, którego realizacja opiera się na współpracy z zewnętrznym partnerem. W tym przypadku jest to Polsko-Amerykańska Fundacja Wolności i jej program „Wolontariat studencki”.



Fundacja PGNiG
im. Ignacego Łukasiewicza

DAJEMY

dzieciom
SKRZYDŁA

TY
też
możesz



Konto Caritas Polska PKO BP S.A. I O/Centrum Warszawa
70 1020 1013 0000 0102 0002 6526
z dopiskiem: Skarbonka Skrzydeł

www.fundacjapgnig.pl www.skrzydla.pl



KRZYSZTOF HNATIO

– od 4 lipca 2007 roku pełni funkcję prezesa Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Wcześniej pracował jako dyrektor Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. Oddziału we Wrocławiu, wydzielonego ze struktur PGNiG SA w 2005 roku. W lipcu 1999 roku był pełnomocnikiem Zarządu PGNiG SA do utworzenia Regionalnego Oddziału Przesyłu we Wrocławiu, którym zarządzał jako dyrektor od stycznia 2000 roku. Z branżą gazowniczą związany od prawie 20 lat.

Należy wsłuchiwać się w tętno rynku

Wydzielenie Operatorów Systemu Dystrybucyjnego jest ważnym etapem kształtującym rynek energii zgodnie z wymogami unijnych dyrektyw. Jakie ma to konsekwencje dla rynku gazu w Polsce?

Powołanie operatorów systemu dystrybucyjnego zweryfikuje i ukształtuje w Polsce rynek w zakresie dostaw gazu. Jest to krok w kierunku rozwoju tego rynku, jego liberalizacji i coraz większej konkurencyjności. Oczywiście, będzie się to wiązać z coraz atrakcyjniejszą ofertą dla klientów – odbiorców gazu, zwiększaniem możliwości dostarczania gazu w nowe rejony, a także wykorzystania go w nowych obszarach zastosowań, takich jak transport samochodowy czy komunikacja miejska. Powstanie spółek dystrybucyjnych o charakterze regionalnym wieńczy również proces reorganizacji grupy kapitałowej PGNiG SA. Z kolei wypracowanie docelowego kształtu tych spółek domaga się rozstrzygnięcia relacji przesyłu do dystrybucji gazu. W moim przekonaniu, ten fundamentalny podział wynikający z wymogów unijnych nastąpił właśnie teraz i jest to proces końcowy w kształtowaniu rynku gazu w naszym kraju.

Zmiany na rynku gazu, przyczyniające się do jego większej konkurencyjności są dużym wyzwaniem dla wszystkich podmiotów na tym rynku. Jako osoba, która zarządzała dolnośląskimi strukturami przesyłowymi posiada pan praktyczną znajomość

problemów, przed jakimi stoją operatorzy systemów wydzielonych w wyniku unijnych regulacji prawnych. Czy w związku z tym ma pan już wizję przedsiębiorstwa?

Przede wszystkim należy dążyć do umocnienia operatorów systemów dystrybucyjnych, ponieważ to oni są na pierwszej linii spotkania się z konkurencją zagraniczną. Mocniejsi operatorzy oznaczają również mocniejszą całą Grupę Kapitałową PGNiG SA. Wiele zależy tutaj od pomysłów zarządów spółek dystrybucyjnych, ale również od dobrych relacji między spółkami i właścicielem, czyli Grupą Kapitałową PGNiG SA. Ważna będzie strategia, jaką ona przyjmie, a w którą spółki będą musiały się wpisać. Dotyczy to również relacji między wydobyciem gazu, operatorem przesyłowym i operatorem dystrybucyjnym. Moja wizja funkcjonowania Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego wiąże się z klarownym rozdzieleniem procesów, które można delegować w dół, od tych, które należy centralizować. Wymaga to wycucia delikatnej granicy, czerpania z doświadczeń pracy z ludźmi i znajomości procesów zachodzących w firmie. Nowoczesny operator musi również czerpać wiedzę z doświadczeń innych krajów i obserwować, jak tam realizowane są unijne wytyczne. Ponadto, musimy zbudować silną markę firmy w regionie, jako spółki strategicznej dla Grupy Kapitałowej PGNiG SA. Musi to być marka wiarygodna i rzetelna, budząca zaufanie

i ciesząca się autorytetem na rynku. Brzmi to trochę jak slogany, ale przecież w praktyce oznacza żmudną pracę na wszystkich poziomach funkcjonowania spółki. Mając wizję funkcjonowania przedsiębiorstwa, należy pamiętać, że niezbędne jest wsłuchiwanie się w tętno rynku i dobieranie odpowiednich narzędzi.

Jakiego rodzaju narzędzia są kluczowe, biorąc pod uwagę obecne umiejscowienie spółki w kontekście wspomnianych wcześniej zmian na rynku gazu?

Wypracowane metody zarządzania są istotnym kapitałem każdej firmy, więc tutaj mogą wypowiedzieć się jedynie w ogólnym zakresie. Kluczowa sprawa to zoptymalizowanie potencjału, w szczególności ludzkiego. Jeśli dzisiaj mówimy, że do uzyskania przewagi potrzeba fachowości, to musimy zbudować fundusz pozyskiwania fachowości. Wiąże się to z określeniem jasnej polityki personalnej, potrzebą stworzenia ścieżki kariery zawodowej, wypracowaniem nowoczesnej polityki zarządzania zasobami ludzkimi w obszarach związanych z rekrutacją, selekcją i motywacją. Wszystko to nakierowane powinno być na kompetencje i profesjonalne przygotowanie ludzi. A jeśli powołujemy się na profesjonalizm, musi się to wiązać z delegowaniem uprawnień w dół, wyznaczaniem kierow-

ników zarządzających procesami i projektami. Kolejnym zagadnieniem jest to, na ile struktura organizacyjna przeszkadza lub pomaga budować sprawną firmę, na ile może wydłużyć lub skrócić łańcuch decyzyjny. Jeśli struktura organizacyjna ma być odpowiedzią na skuteczne zarządzanie, musi skracać łańcuch decyzyjny i stwarzać warunki do budowy kompetencji. Musimy pamiętać, że struktura ma ułatwić skuteczne zarządzanie firmą z punktu widzenia atrakcyjności dla klienta. Oprócz tego jest jeszcze wiele innych, kluczowych obszarów, które należy usprawnić, jak chociażby sprawy dotyczące zoptymalizowania wydatków poprzez skuteczne metody controllingu operacyjnego i inwestycyjnego.

Życie to nie tylko praca zawodowa, czy zechciałby pan podzielić się swoimi zainteresowaniami.

Bardzo lubię góry i to zarówno turystykę górską, jak i jazdę na nartach. W górach człowiek doświadcza swoich ograniczeń poprzez zmaganie się ze swoją słabością. Przez to również lepiej poznaje siebie. Ale góry to przede wszystkim piękno, które człowiek ma możliwość dostrzec, kiedy zdecyduje się podjąć wysiłek. Moją wielką pasją jest także muzyka. Bardzo lubię jazz klasyczny i muzykę poważną, ale także dobry rock i pop. Właściwie poza hałaśliwym heavy metalem słucham przeróżnych stylów muzycznych. Muzyka pozwala mi się skupić i zrelaksować. W muzyce tkwi bogactwo duchowe, które oddziałuje na osobowość.

Lubi pan również podróżować. Z tego co wiem jedynym kontynentem, na którym pan nie był jest Antarktyda...

Tak, rzeczywiście podróżowanie po świecie jest moją wielką pasją. Dzięki temu możliwe jest poznanie prawdziwej kultury, często odmiennej od naszej. W kontaktach z ludźmi z innych krajów mamy możliwość doświadczenia wielkiej różnorodności. Z całą pewnością podróże bardzo poszerzają horyzonty i wzbogacają osobowość.

Dziękuję za rozmowę i życzę, aby udało się panu osiągnąć zamierzone cele zarówno na polu zawodowym, jak i podczas podróży czy też wypraw w góry. ■

Rozmawiał **Piotr Wojtasik**

kierownik Biura Komunikacji i Public Relations

**Dolnośląski Operator
Systemu Dystrybucyjnego 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
www.dolnoslaskiosd.pl

Moja wizja funkcjonowania Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego wiąże się z klarownym rozdzieleniem procesów, które można delegować w dół, od tych, które należy centralizować.



Interaktywna wykładzina

Andrzej J. Rudzki, Marek Palimąka, Dariusz Tarasewicz

Precedensowa instalacja renowacji gazociągu metodą Compact Pipe firmy Wawin, zastosowana jako wykładzina interaktywna (tzn. współpracująca ze starym rurociągiem w celu przeniesienia podwyższonych obciążeń) została zrealizowana pod Tarnowskimi Górami w obszarze działania Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Prace powierzono licencjonowanemu wykonawcy Compact Pipe firmie Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp z o.o. z Zabrza (GZOG). Nietypowość inwestycji wynikała z parametrów gazociągu poddanego renowacji. Realizowano rehabilitację stalowego gazociągu wysokiego ciśnienia, którego maksymalne ciśnienie robocze wynosi 25 barów. Zastosowano rurę Compact Pipe PE100, DN400 SDR 17,6. Łączna długość gazociągu wynosiła ok. 2,4 km. Dotychczas, przy założeniu niezależności wykładziny, maksymalne ciśnienie robocze gazociągu poddanego renowacji wynosiło 6 barów (rura CP PE100 SDR17,6).

Metoda Compact Pipe (CP) należy do grupy technik renowacyjnych ciasno pasowanych i jest stosowana do renowacji przewodów gazowych, kanalizacyjnych, wodociągowych i innych instalacji przemysłowych. Compact Pipe jest ciągłym odcinkiem rury po-

lietylenowej, która na całej swej długości została z jednej strony wgięta do środka tak, że przekrój poprzeczny przypomina literę „C”. Nawinięta na bęben rura Compact Pipe jest przez producenta dostarczana na plac budowy. Tam bęben jest umieszczany na wózku bębnowym. Do końca rury przymocowana zostaje głowica prowadząca, do której można podłączyć linę wciągarki. Dzięki zagięciu (w kształcie litery C) rura Compact Pipe ma w przekroju poprzecznym zdecydowanie mniejsze wymiary od rury odnawianej (o ok. 30 – 35%) i dlatego można ją łatwo wciągnąć do wnętrza naprawianego rurociągu.

Dzięki charakterystycznemu wygięciu i znacznej podatności osiowej rury Compact Pipe na zginanie, można ją wprowadzić do wnętrza odnawianego rurociągu nawet poprzez niewielki wykop punktowy. Następnie jej końce są uzbrajane w odpowiednie końcówki podłączeniowe, którymi doprowadzana jest do jej wnętrza gorąca para wodna, a następnie sprężone powietrze.

Odpowiednie podgrzanie rury parą wodną wyzwala „pamięć kształtu” tworzywa, dzięki temu rura powraca do pierwotnego, okrągłego kształtu. Wprowadzenie kolejno sprężonego powietrza „rozdmuchuje” uplastycznioną rurę na tyle, że zaczyna się ona stykać z wewnętrzną powierzchnią odnawianego rurociągu, uzyskując w ten sposób efekt ciasnego pasowania. Po jej schłodzeniu do temperatury otoczenia uzyskuje się nowy przewód osadzony w starym rurociągu.

Jeżeli zastosowana rura Compact Pipe jest wykładziną niezależną, to nowy rurociąg przejmuje w całości funkcję starego, co oznacza, że jest to niezależnie działający rurociąg o przewidywanej trwałości takiej samej, jak typowa, zupełnie nowa instalacja.

W przypadku zastosowania jako wykładziny interaktywnej rura Compact Pipe stanowi kompletny układ wytrzymałościowy wyłącznie z istniejącym rurociągiem. Interaktywna wykładzina nie może samodzielnie funkcjonować bez uszkodzenia przez cały zakładany okres jej trwałości. Dlatego konieczne jest wsparcie poprzeczne istniejącego rurociągu. W szczególności dotyczy to naprężeń wytwarzanych przez ciśnienie wewnętrzne w kontakcie ze ścianką istniejącego rurociągu. Równocześnie wykorzystanie rury Compact Pipe ma ten walor, że posiada ona długotrwałą zdolność do pokrywania wszelkich otworów korozyjnych lub nierówności w połączeniach występujących w istniejącym rurociągu.

Firma Wawin, w związku z nietypowym zastosowaniem technologii Compact Pipe, na potrzeby renowacji gazociągu wysokiego ciśnienia „Ostrożnica –

Rury Compact Pipe na bębnach w oczekiwaniu na instalację.





Wózek bębnowy z rurą Compact Pipe.

Tarnowskie Góry", opracowała szczegółowe założenia techniczne realizacji tego projektu. Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego, po uzyskaniu pozytywnej opinii Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa, zaakceptował je do realizacji. Opinia potwierdziła również, że szerokości stref kontrolowanych gazociągów po renowacji odpowiadają szerokościom stref kontrolowanych gazociągów nowo budowanych.

Pierwszy etap inwestycji polegał na wytyczeniu wykopów punktowych. Niemalże cała trasa gazociągu była usytuowana w terenie leśnym, z ograniczoną możliwością dostępu sprzętu ciężkiego. Brano pod uwagę uwarunkowania przebiegu trasy gazociągu, zmiany kierunków oraz maksymalną długość nawinięcia na bęben rury Compact Pipe. Dla średnicy DN400 wynosi ona 93 m.

Po rozcięciu rur stalowych nastąpiło czyszczenie rurociągu. Zastosowano prostą metodę mechaniczną wielokrotnego przeciągania skrobaków. W związku z tym, że gazociąg poprzednio służył do przesyłu gazu koksowniczego, wydobywane zanieczyszczenia zawierały dużą ilość szkodliwych związków chemicznych, które przekazywano do utylizacji.

Po wyczyszczeniu nastąpił etap inspekcji telewizyjnej istniejącego gazociągu. Stwierdzono właściwe przygotowanie do przeciągania rury polietylenowej Compact Pipe. Przeciągnięcie 93 metrów rury DN400 CP zajęło ok. pół godziny.

Po przeciągnięciu nastąpił etap dogrzewania płyt polietylenowych do końcówek rury oraz uzbrajania ich w odpowiednie podłączenia. Znaczącą zaletą wykorzystywaną w tej instalacji było to, że jednostka centralna mogła być oddalona od wykopu startowego nawet do 20 metrów.



Jednostka centralna – wytwornica pary.

Po podłączeniu przewodu, którym wtlaczana była para, zainstalowaniu całej aparatury kontrolno-pomiarowej następował właściwy proces wygrzewania rury.

W przypadku standardowego zastosowania rur CP jako wykładziny niezależnej połączenia są stosunkowo proste. Jedynym utrudnieniem jest konieczność rozszerzenia końcówki rury Compact Pipe urządzeniem o nazwie ekspander, przed zgrzaniem z odcinkiem typowej rury PE. W przypadku zastosowania CP jako wykładziny interaktywnej całość takiego połączenia dodatkowo musi być wsparta zewnętrzną powłoką stalową.

Przestrzeń pomiędzy rurami PE a zewnętrznymi stalowymi jest wypełniana odpowiednią masą betonową. Po próbie ciśnieniowej, która w przypadku tej instalacji była przeprowadzana przy ciśnieniu 25 barów wykopki są zasypywane.

Zastosowanie rur Compact Pipe jako wykładziny interaktywnej otwiera możliwość poddawania renowacji



Etap wykonywania podłączeń.

gazociągów o ciśnieniu do 25 barów. Jednocześnie zachowane zostają wszystkie zalety technologii, takie jak:

- ciasne pasowanie – nie redukujemy wydajności rurociągu;
- możliwość bezwykopowej realizacji odcinków rurociągowych z łukami;
- w minimalnym stopniu powodujemy utrudnienia dla otoczenia – niewielkie wykopy punktowe;
- mniejsze zniszczenia oraz zmiany w środowisku naturalnym, a także znaczące ograniczenie kosztów wypłacanych odszkodowań;
- technologia oraz system zapewniania jakości jest zgodny z aktualnymi normami europejskimi dotyczącymi systemów renowacji gazociągów.

Minusem tej metody jest konieczność czasowego wyłączenia z eksploatacji odcinków gazociągów poddawanych renowacji i zapewnienie dostawy gazu w inny sposób. ■

Górnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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@gosd.pl;
www.gosd.pl

Dystrybucja i obrót oddzielnie

Bożena Malaga-Wrona

Ci z Państwa, którzy przyzwyczaili się do tego, iż dotychczas na tych łamach prezentowała się Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie, być może nie wiedzą, dlaczego podmiotem goszczącym dziś na stronach „Przeglądu Gazowniczego” jest Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Tarnowie.

Otóż stało się tak za sprawą zmian restrukturyzacyjnych w GK PGNiG.

Zmiana, która nastąpiła na początku lipca, nie oznacza bynajmniej wyłącznie modyfikacji nazwy firmy. Zmiany są daleko większe, a wynikają z wymaganego przez Unię Europejską obowiązku rozdzielania działalności handlowej od technicznej dystrybucji gazu. Taki obowiązek nakłada dyrektywa Unii Europejskiej (2003/55/EC) oraz znowelizowane prawo energetyczne.

Dzięki temu, iż PGNiG SA przeprowadziło wydzielenie prawne sześciu operatorów systemu dystrybucyjnego, formalne warunki niezbędne do funkcjonowania wolnego rynku gazu w Polsce zostały spełnione.

Wprowadzane w Grupie Kapitałowej PGNiG zmiany polegają na zintegrowaniu działalności obrotu hurtowego i detalicznego w PGNiG oraz przekształceniu dotychczasowych spółek gazownictwa w operatorów systemów dystrybucyjnych. W związku z tym detaliczny obrót gazem oraz obsługa klientów na terenie całego kraju zostały przeniesione ze spółek gazownictwa do tymczasowych spółek obrotu gazem, a docelowo – bezpośrednio do PGNiG. W ten sposób PGNiG oprócz działalności wydobywczej i magazynowej prowadzić będzie także całość działalności handlowej (obróty hurtowy i detaliczny) poprzez Oddział Handlowy. W oddziale tym skupiona będzie działalność handlowa, w tym m. in. marketing, sprzedaż gazu, obsługa klientów oraz bilansowanie handlowe gazu. I tak z dotychczasowych sześciu spółek gazownictwa wydzielono spółki obrotu: Są to tzw. spółki tymczasowe o nazwach: Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. oraz Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., które do końca roku zostaną połączone z PGNiG.

Natomiast techniczna dystrybucja gazu realizowana jest przez dotychczasowe spółki gazownictwa, które przekształcone zostały w operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) i np. w miejsce Karpackiej Spółki Gazownictwa powstał Karpacki

W budynku przy ul. Wita Stwosza 7 w Tarnowie swoją siedzibę mają: Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego i Gazownia Tarnowska.

Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie. W odróżnieniu od spółek obrotu gazem, operatorzy systemu dystrybucyjnego funkcjonują samodzielnie, zgodnie z wymogami niezależności przewidzianymi przez zapisy dyrektywy 2003/55/EC oraz prawa energetycznego. Zasada niezależności OSD dotyczy zarówno kierownictwa OSD (niezależność w podejmowaniu decyzji), jak i pracowników OSD (brak faworyzowania bądź dyskryminacji jakichkolwiek spółek obrotu na rynku unijnym). Takie określenie niezależności osób odpowiedzialnych za zarządzanie OSD oraz samej spółki OSD oznacza, iż PGNiG nie może wkraczać w operacyjne podejmowanie decyzji przez OSD.

Obowiązek rozdzielenia działalności handlu od dystrybucji dotyczy wszystkich państw Unii Europejskiej.

Przyjęte rozwiązanie PGNiG jest zbliżone do modelu, który z powodzeniem funkcjonuje w Wielkiej Brytanii, gdzie z British Gas wydzielone zostały National Grid Transco, zajmujący się przesyłem oraz Centrica realizująca poszukiwania i wydobycie, obrót oraz magazynowanie gazu. A trzeba dodać, że rynek brytyjski jest uznawany za wręcz modelowy, jeden z najbardziej otwartych (uwolnionych) rynków gazu.

Laik stwierdzi, że w zasadzie nic się nie zmieniło: te same adresy siedzib spółek i ich oddziałów, te same biura obsługi klienta, te same konta bankowe, na które wpłacamy należność za gaz...

To, że diametralnych zmian, utrudniających życie klientom nie było, jest zasługą przyjętej w GK PGNiG strategii, która wykluczała od samego początku generowanie utrudnień dla klientów, związanych z przekształceniami.

Jaka to strategia? W Grupie Kapitałowej PGNiG SA przyjęto zasadę tzw. jednego okienka. Gazownie, a raczej ich biura obsługi klienta stanowią swego rodzaju „front office” dla całej GK PGNiG. Część działań jest jednak zarezerwowana dla operatora. Takie rozwiązanie ma ułatwić klientom kontakt zarówno z obrotem, jak i dystrybucją, a przede wszystkim sprawić, aby konieczne przemiany były jak najmniej uciążliwe.

Rozdzielenie działalności technicznej, tj. fizycznego dostarczania gazu do odbiorców od obrotu gazem – to podstawa funkcjonowania wolnego rynku gazu. Operator systemu dystrybucyjnego zajmuje się przesyłaniem paliwa do odbiorców, choć wcale nie jest powiedziane, że musi to być paliwo zakupione u jego lokalnego sprzedawcy, czyli w miejscowej gazowni.

Wolny rynek – to możliwość wyboru przez klienta spośród wielu sprzedawców gazu. Dostarczany przez nich gaz jest rozprowadzany do punktu poboru siecią lokalnego dystrybutora.

Uwolnienie rynku to również szansa dla firm gazowniczych. Spółki obrotu skupią się na sprzedaży

gazu, a spółki operatorskie – na stworzeniu odpowiednich możliwości technicznych, dających szansę przesłania zamawianych przez klientów ilości paliwa. To bardzo istotne, gdyż w roku 2006 Karpacka Spółka Gazownictwa sprzedała 2 mld m sześć. gazu, ale potencjał rynku obsługiwanego dziś przez Karpacką Spółkę Obrotu Gazem to ponad 3, może nawet 3,5 mld m sześć. paliwa rocznie. Spółka obsługuje prawie 1,4 mln klientów, z czego 97,2% to klienci indywidualni, a pozostali – przemysłowi.

W strukturze sprzedaży układa się to mniej więcej po połowie: połowę sprzedanego gazu zużywają klienci przemysłowi, a drugą połowę – indywidualni.

Podsumowując, Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego – zgodnie z dyrektywą UE – jest przygotowany do obsługi klientów TPA (korzystających z prawa wyboru sprzedawcy gazu). Dziś takich klientów jeszcze nie ma, ale jest gotów do podjęcia nowego wyzwania.

Rozdzielenie działalności technicznej od obrotu gazem w niedługiej perspektywie powinno przynieść dodatkowe korzyści konsumentom gazu, np. tym, którzy mieszkają, funkcjonują na terenach niepokrytych dotąd siecią gazowniczą. Spółka operatorska „żyje” z dystrybucji gazu do odbiorców, których poszukuje nawet na terenach oznaczonych na mapie jako „białe plamy”, gdzie nie docierają gazociągi magistralne, i w wielu przypadkach nie jest opłacalna ich budowa. Trwają jednak prace studialne, mające na celu opracowanie koncepcji zgazyfikowania „białych plam” nie poprzez nieopłacalne prowadzenie gazociągów przesyłowych w tamte rejony, lecz poprzez dostarczanie odpowiednimi cysternami gazu ziemnego w postaci skroplonej lub sprężonej, jego uzdatnienie do użycia na miejscu i wprowadzenie do tamtejszych, lokalnych sieci przewodowych.

Czy po rozdzieleniu działalności dystrybucji będzie się żyło lepiej bez obrotu, a obrotowi – lepiej bez dystrybucji?

Na pewno będzie inaczej. Z całą pewnością trzeba będzie zabiegać o klienta jeszcze bardziej niż dotąd, ale nowe możliwości pojawiające się przed oboma rodzajami działalności, prowadzonych dotąd łącznie w ramach spółek gazownictwa pokazują, że zyskać mogą wszyscy. ■

**Karpacki Operator
Systemu Dystrybucyjnego
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.karpackiosd.pl

Rozdzielenie działalności technicznej tj., fizycznego dostarczania gazu do odbiorców od obrotu gazem – to podstawa funkcjonowania wolnego rynku gazu.

140 lat łódzkiego gazownictwa

Piotr Czerwiński, Włodzimierz Tomczak

„Na początku z węgla – kamiennego,
dziś – ze złoża ziemnego
Człowiek wydobywa gaz”

To motto wypisane na tablicy pamiątkowej wmurowanej przed dwoma laty na dawnym głównym budynku Gazowni Łódzkiej przy ul. Targowej to zaledwie kilka słów, ale jest w nich zawarta cała epoka, 140 lat istnienia łódzkiego gazownictwa. I, co najważniejsze, 140 lat pracy ludzi, którzy poświęcając swój potencjał zawodowy –

najpierw gazownię wybudowali, a potem technicznie ją rozwijali, utrzymując w pełnej sprawności i niezawodności.

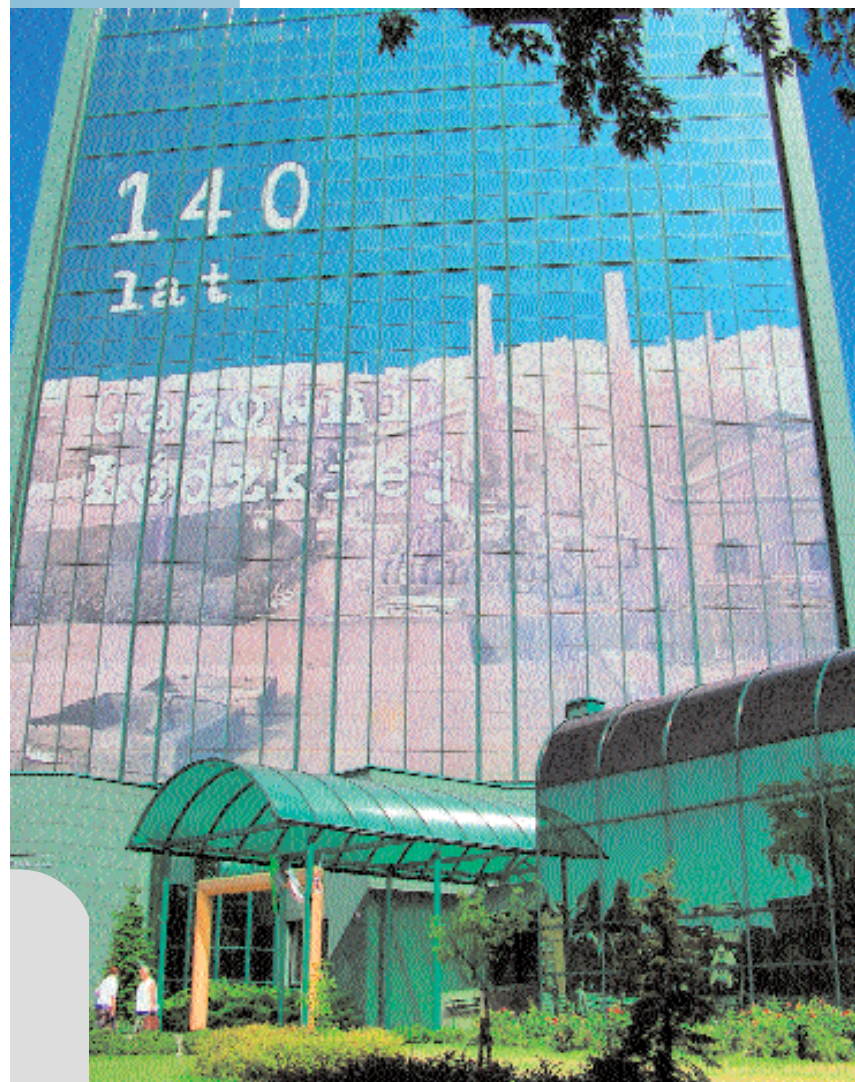
W czerwcu 2007 roku upłynęło dokładnie 140 lat od podpisania najważniejszych dokumentów, które umożliwiły budowę gazowni w Łodzi. Stało się to za sprawą wielkiej aktywności patriotycznej Polaków – uczestników powstania styczniowego 1863 r. Władze carskie wyraziły zgodę na budowę gazowni w celu oświetlenia ulic dla utrudnienia działań powstańczych.

Mimo wielu dramatycznych wydarzeń w historii Łodzi i kraju, gazownia klasyczna przetrwała, nie przerywając swojej produkcji aż do 1975 roku, kiedy to ostatecznie w Łodzi zaprzestano produkcji gazu z węgla.

Po kilkuletnim okresie dostaw zamiennego gazu koksowniczego, ze Śląska, od lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku odbiorcy w Łodzi otrzymują już tylko gaz ziemny. Podobnie stało się w innych dynamicznie gazyfikowanych miastach naszego regionu.

Na co dzień nie zdajemy sobie sprawy, że wybudowanie gazowni i rozprowadzanie gazu w mieście początkowo do oświetlenia i na cele komunalne, a następnie do fabryk dla przemysłu stało się jednym z głównych czynników wielkiej dynamiki rozwoju gospodarczego. Gaz był pierwszym nowoczesnym medium, rozprowadzanym systemowo, które służyło do rozświetlenia ulic, a później naszych domów. Szybko jednak stał się niezbędnym elementem codziennego życia, a kiedy trafił do przemysłu, obok elektryczności i wodociągów, stworzył podwaliny nowoczesnego miasta.

Ciągłość produkcji gazu miejskiego – bo tak był powszechnie nazywany, rozwój sieci gazowej i wykorzystanie tego nowoczesnego paliwa było w Łodzi przez dziesiątki lat na stabilnym poziomie ok. 10 mln m³ rocznie w całym okresie międzywojennym i w pierwszych latach po drugiej wojnie światowej. Pierwszy powojenny wyraźny wzrost dynamiki rozwojowej nastąpił w latach 50. ub.w., a więc już w czasach współczesnych. Jednak największy rozwój gazownictwa przyszedł wraz z gazem ziemnym, którego dostawa do Łodzi nastąpiła w początkach lat 80. ub.w. Odbiorcy otrzymali paliwo o dwa razy większej kaloryczności, nietok-



syczne i bezpieczniejsze. Zaprzestano jednocześnie klasycznej produkcji wytwarzania gazu z węgla. Był to okres, kiedy gaz ziemny, oprócz zastosowania do celów komunalnych, w wielu dziedzinach gospodarki i gałęziach przemysłu zaczął pełnić kluczową rolę jako podstawowy nośnik energetyczny. Należy także dodać, że w wielu procesach technologicznych branży chemicznej czy farmaceutycznej wykorzystywany jest jako surowiec węglowodorowy.

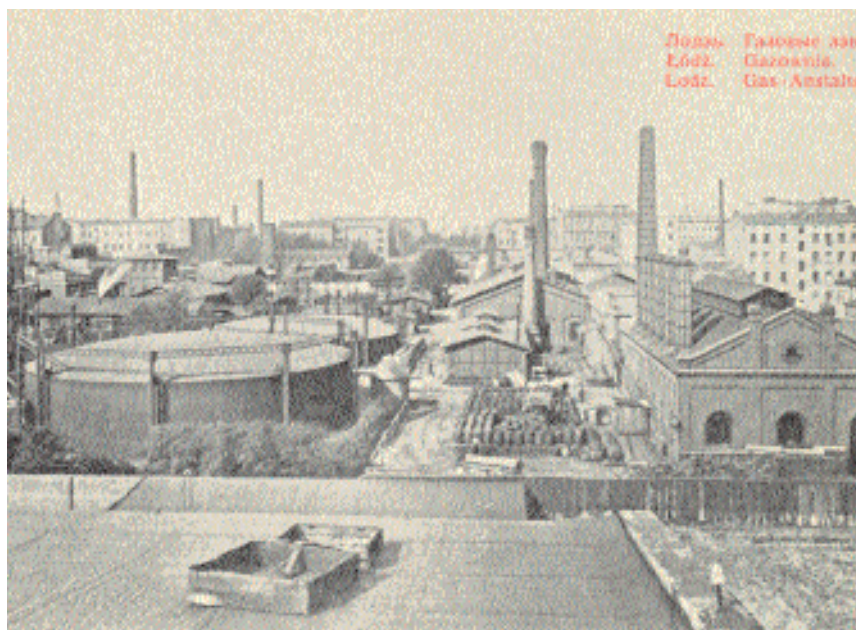
Tak wielkie znaczenie gazownictwa dla całej gospodarki narodowej miało wpływ na dzisiejszy kształt branży, która na mocy decyzji władz państwowych została zorganizowana w formie Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, zajmującej się poszukiwaniami ropy naftowej i gazu ziemnego, budową kopalń tych węglowodorów i ich wydobyciem, a także dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi w Polsce. Daje to najlepsze gwarancje bezpieczeństwa i zachowania najwyższych standardów dostaw gazu oraz wysokiego poziomu obsługi klientów.

Gazownia Łódzka wciąż zmienia swoje oblicze i organizację, wpisując się jako solidny partner na rynku przemysłowym oraz świadczeń na rzecz sektora publicznego. Na swoją wiarygodność i markę oraz społeczne zaufanie gazownicy pracowali nieprzerwanie 140 lat. Jest to wielki i bezcenny kapitał firmy, z którego czerpią dziś doświadczenie, naukę i mądrość obecne pokolenia pracowników. Wielu z nich to wnukowie pierwszych zatrudnionych w gazownictwie, kultywujący rodzinne tradycje. Dziadowie, ojcowie, synowie, którzy swoje zawodowe życie związali i poświęcili gazowni.

Naszym pragnieniem jest podziękować wszystkim byłym i obecnym pracownikom Gazowni Łódzkiej za ich mozolny wysiłek w codziennej pracy dla dobra lokalnych społeczności i odbiorców gazu na całym obszarze działania w Łodzi, województwie i wszędzie tam, gdzie dostarczany jest gaz ziemny. Życzymy wszystkim wielu sukcesów i spełnienia zawodowych marzeń oraz radości w życiu osobistym.

W tym jubileuszowym roku przygotowaliśmy, z myślą o wszystkich obecnie zatrudnionych, a także o ich dzieciach, obchody, które zainaugurowała plenerowa zabawa z okazji Dnia Dziecka. Wspólnie bawiliśmy się także we Włodzimierzowie.

Kolejnym wydarzeniem promującym obchody będzie uroczysty koncert w Filharmonii Łódzkiej, przewidziany w listopadzie. Zaproszenie przyjęły władze miasta, spółek, kluczowi klienci i partnerzy biznesowi.



Gazownia Łódzka nie zapomniała także o mieszkańcach miasta. Na reprezentacyjnym budynku gazowni przy ulicy Uniwersyteckiej wywiesiliśmy ogromny, piękny baner reklamujący nasze święto.

Obchody 140-lecia istnienia Gazowni Łódzkiej zakończy uroczyste grudniowe spotkanie z pracownikami z okazji Dnia Górnika, czyli popularnej Barbórki.

Nasze obchody to doniosłe wydarzenie dla wszystkich pracowników, zarówno ze Spółki Obrotowej, jak i Zakładu Gazowniczego.

I mimo że dzisiaj to dwie odrębne organizacje gospodarcze, to razem wytwarzamy wspólne dobro. Oferujemy i dostarczamy najbardziej przyjazne środowisku naturalnemu, ekologiczne paliwo. Gaz ziemny to energia, dzięki której możliwe staje się wdrażanie innowacyjnych technologii i wprowadzanie nowych produktów na polski rynek paliwowy. To także wyzwanie o podstawowym znaczeniu, które podejmujemy każdego dnia, zabezpieczając niezawodne dostawy gazu ziemnego wszystkim naszym klientom. ■

Piotr Czerwiński jest dyrektorem Gazowni Łódzkiej. Włodzimierz Tomczak jest dyrektorem Zakładu Gazowniczego w Łodzi.

Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
tel. (+48) 022 594 39 00
faks (+48) 022 594 37 46
www.mazowieckiosd.pl

Po kilkuletnim okresie dostaw zamiennego gazu koksowniczego, ze Śląska, od lat 80. ubiegłego wieku odbiorcy w Łodzi otrzymują już tylko gaz ziemny.



W zgodzie z naturą

Anna Hoczyk

Priorytetowymi założeniami działalności Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. jest zaspokajanie potrzeb energetycznych, jak również dbałość o środowisko naturalne.

Jak ukazują minione lata, działalność spółki ma ogromne znaczenie gospodarcze, a także prestiżowe. Potwierdzeniem tych słów niech będzie fakt, że przed nami trzecie tysiąclecie wykorzystywania energii gazowej w rozwijającym się przemyśle, a także w tym co nam szczególnie bliskie – gospodarstwach domowych. Energia gazowa w minionych czasach była synonimem nowoczesności, rozwoju i postępu cywilizacyjnego. Koniec wieku XIX to czas, kiedy zapotrzebowanie na ener-

gię gazową znacznie przekracza możliwości jego zaspokojenia. Moce produkcyjne klasycznych gazowni stały się bardzo ograniczone w stosunku do potrzeb energicznie rozwijających się miast. Z racji jakościowych, technologicznych, a także eksploatacyjnych paliwem przyszłości okazał się więc gaz ziemny. Rozpoczęło to proces zamknięcia „starych”, klasycznych gazowni. Na terenie działalności Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. funkcjonowało 39 takich zakładów gazowniczych, a ostatni z nich zamknięto w latach 90. ubiegłego stulecia.

Gazownie klasyczne produkowały energię gazową w procesie spalania węgla kamiennego. W wyniku stosowania takiego procesu otrzymywano energię gazową, jak również takie produkty, jak koks i smołę pogazową. Produkty te nie są obojętne dla środowiska naturalnego, a także dla zdrowia ludzi. W związku z tym spółka w niedługim czasie po zamknięciu ostatniej gazowni klasycznej, zleciła odpowiednim firmom i jednostkom badawczym wykonanie wielu badań na terenach wszystkich 39 byłych gazowni klasycznych. W wyniku przeprowadzonych badań udało się zlokalizować zanieczyszczenia gruntu i wód gruntowych niektórych wskazanych terenów.

Dbałość o środowisko jest priorytetowym założeniem spółki. Rok 2007 zapoczątkował kontynuację i realizację szeroko rozumianych działań naprawczych w celu przywrócenia równowagi środowiska naturalnego.

W marcu 2007 r. rozpoczęto prace rekultywacyjne na terenie byłej gazowni klasycznej w Sopocie przy ul. Bitwy pod Płowcami 25. Wyniki analizy próbek gruntu wykazały, że na wskazanym terenie występuje podwyższone stężenie zawartości substancji ropopochodnych, które jednak nie przekraczają dopuszczalnych zawartości zanieczyszczeń dla środowiska gruntowego, natomiast występowanie wskazanych substancji dla wód gruntowych jest niedopuszczalne. W związku z tym zaistniała



Sopot, ul. Bitwy pod Płowcami 25 – rekultywacja z zastosowaniem Technologii Intensywnej Bioremediacji.



Sopot – rekultywacja.



Bydgoszcz, ul. Jagiellońska 42 – piezometry przy rzece Brdzie.

potrzeba prowadzenia prac rekultywacyjnych jedynie w środowisku wodnym. Powierzchnia wód wymagająca rekultywacji wynosi około 1450 m². Proces rekultywacji wody polega na jej mechanicznym oczyszczeniu z wykorzystaniem separatora koalescencyjnego, a następnie biologicznego oczyszczania strefy saturacji z zastosowaniem Technologii Intensywnej Bioremediacji.

W najbliższym czasie rozpoczną się także prace rekultywacyjne w miejscowości Górowo Iławeckie przy ul. Ks. Kardynała Wyszyńskiego 20 (woj. warmińsko-mazurskie). Zgodnie z badaniami przeprowadzonymi w październiku 2006 r., grunt znajdujący się na terenie tej byłej gazowni klasycznej przekracza dopuszczalne

czania strefy saturacji będzie polegał na wymianie zanieczyszczonej wody w procesie bioremediacji. Oceniono, że czas potrzebny na uzyskanie oczekiwanego efektu ekologicznego – usunięcie zanieczyszczenia i przywrócenie równowagi przyrodniczej – nie będzie dłuższy niż 12 – 24 miesiące.

W roku 2008 planowane jest także rozpoczęcie prac rekultywacyjnych na terenie byłej gazowni klasycznej w Bydgoszczy przy ul. Jagiellońskiej 42. Założeniem przyjętego programu prac rekultywacyjnych jest doprowadzenie wskazanego terenu do stanu niestwarzającego zagrożenia dla środowiska naturalnego oraz dbałość i ochrona wód płynącej tam rzeki Brdy.



Sopot – rekultywacja.

standardy jakości stężenia zanieczyszczeń olejami mineralnymi dla gruntów typu C. Na podstawie wykonanych badań oszacowano, że powierzchnia terenu o przekroczonych standardach jakości wynosi ok. 100 m², co przy uwzględnieniu głębokości migracji daje łączną objętość około 120 m³ zanieczyszczonego gruntu. Zanieczyszczenia wód gruntowych na wskazanym terenie nie stwierdzono.

We wrześniu planowane jest także rozpoczęcie prac rekultywacyjnych na terenie Pakości i Kowalewa Pomorskiego (woj. kujawsko-pomorskie). W wyniku przeprowadzonych badań gruntu i wód gruntowych stwierdzono, że zanieczyszczenia gruntów nie przekraczają tam dopuszczalnych stężeń, natomiast zanieczyszczenia terenów koncentrują się w wodach podziemnych. Proces oczysz-

W stosunku do pozostałych terenów byłych gazowni klasycznych, na których wystąpiły zanieczyszczenia powstałe w procesach wytwarzania energii gazowej, Spółka Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. będzie także w kolejnych latach podejmowała działania zmierzające do przywrócenia równowagi przyrodniczej. ■

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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.pomorskiosd.pl

Dbałość o środowisko jest priorytetowym założeniem spółki. Rok 2007 zapoczątkował kontynuację i realizację szeroko rozumianych działań naprawczych w celu przywrócenia równowagi środowiska naturalnego.

Coraz dłuższa sieć

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego rozbudowuje i modernizuje sieć gazową w kilku rejonach Wielkopolski i Pomorza Zachodniego.

Od sierpnia tego roku trwają prace przy budowie sieci gazowej w Wyrzysku. Gazyfikacja Wyrzyska stała się możliwa dzięki wybudowaniu gazociągu łączącego to miasto z magistralą przesyłową w miejscowości Pobórka. Z gazociągu tego już pobiera gaz kilka

zakładów przemysłowych położonych między Pobórką a Wyrzyskiem. Zakończenie całej zaprojektowanej sieci w Wyrzysku i niedalekim Kosztowie planuje się na rok 2010. W kilku dzielnicach Wyrzyska przewodowy gaz ziemny będzie już dostępny w przyszłym roku. Obecnie zbiera się wnioski o przyłączenie do sieci od przyszłych odbiorców instytucjonalnych i indywidualnych. Natomiast ukończono budowę gazociągu do miasteczka Gołańcz. Po finalizacji umów z Urzędem Miasta i Gminy rozpocznie się budowa sieci w tej miejscowości.

Gotowy jest też gazociąg dystrybucyjny średniego ciśnienia ze Szczecinka do „odzyskanego” kilkanaście lat temu od wojsk radzieckich Bornego Sulinowa (ok. 20 km). To zlokalizowane nad jeziorem Pile, wśród bogatych lasów, miasteczko chce swój dalszy rozwój mocno oprzeć na usługach rekreacyjnych i turystycznych. Z tym wiąże się konieczność zapewnienia wysokiej czystości powietrza. Dlatego samorząd Bornego Sulinowa od kilku lat zabiegał o połączenie z siecią gazową, by źródłem energii cieplnej w tej miejscowości stało się ekologiczne paliwo. Obecnie kończy się budowa sieci na terenie miasta. Odbiorcami gazu ziemnego będą w Bornem Sulinowie m.in. kotłownia komunalna, Dom Opieki Społecznej, Centrum Leczenia Stwardnienia Rozsianego i obiekt hotelowo-gastro-nomiczny.

Na południu Wielkopolski jedną z większych inwestycji WOSD jest modernizacja sieci gazowej w centrum Sycowa. Liczące 30 – 40 lat gazociągi stalowe, mocno już nadwerżone przez korozję, zamieniane są na gazociągi z rur PE. ■



Budowa sieci gazowej w Wyrzysku.



Zwycięzcy finału w ZDG Kalisz – Krzysztof Bąk z Romanem Przerwą z RG Ostrów Wlkp.; z tyłu Marcin Szymanowski, który przygotował ich do konkursu.

Bezpieczeństwo

WOSD podtrzymuje dobre praktyki Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa w zakresie podnoszenia poziomu bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej. Wysoki poziom wiedzy i umiejętności na ten temat pracowników WOSD na co dzień parających się pracami gazoniebezpiecznymi jest między innymi efektem dorocznych konkursów. We wrześniu odbyły się ostatnie finały konkursów na poziomie zakładów dystrybucji gazu. Dwuosobowe zespoły z poszczególnych rozdzielnii zdawały niełatwy egzamin z wiedzy teoretycznej i umiejętności praktycznych. Siedem najlepszych zespołów – trzy z ZDG Poznań, dwie z ZDG Szczecin i po jednej z ZDG Koszalin i ZDG Kalisz wezmą udział w międzyzakładowym finale, który odbędzie się 5 października w Mścicach k. Koszalina. ■

Mapa systemu dystrybucyjnego

Mając na uwadze przyszłe spełnienie zapisów ujętych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o., jak również wychodząc naprzeciw potrzebom obecnych i potencjalnych klientów – firm sprzedających gaz – przyjęta została w WOSD koncepcja opisu systemu dystrybucyjnego do publikacji na stronie internetowej przedsiębiorstwa.

Efektorem wytężonej pracy zaangażowanych w projekt osób jest zgromadzenie danych, które będzie można znaleźć, korzystając z mapy systemu dystrybucyjnego WOSD. Korzystając z tej mapy łatwo będzie się zorientować co do możliwości odbioru gazu ziemnego w danej miejscowości. Mapa obejmuje cały obszar koncesyjny WOSD – tzn. województwo wielkopolskie, zachodniopomorskie i niewielkie części województw lubuskiego, dolnośląskiego i łódzkiego. Internauta znajdzie, aktywizując tę mapę, następujące informacje:

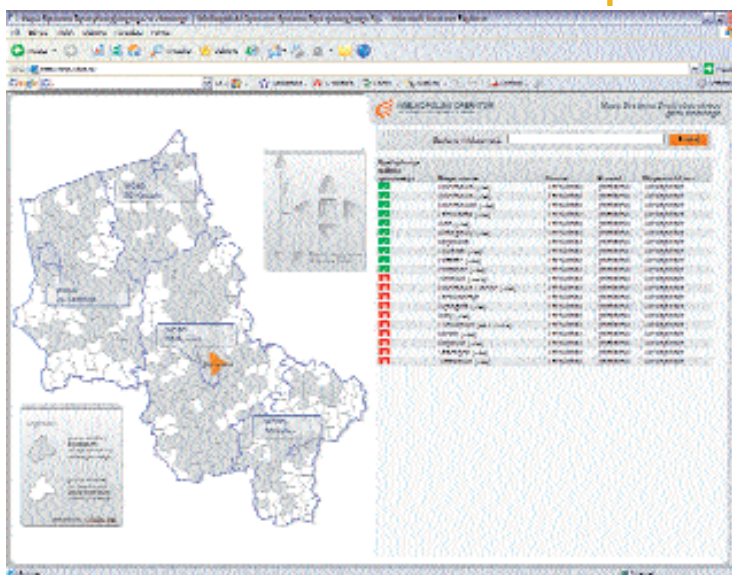
- listę gmin, zgodną z bazą danych TERYT zarządzaną przez GUS (Krajowy Rejestr Urzędowego Podziału Terytorialnego Kraju);
- miejscowości, w których WOSD świadczy usługę dystrybucji paliwa gazowego;
- numery i nazwy stref dystrybucyjnych wraz z punktami wejścia do systemu dystrybucyjnego;
- rodzaj dystrybuowanego w danej strefie paliwa gazowego;
- nazwy jednostek terenowych WOSD (zakładów dystrybucji gazu, centrów eksploatacji sieci, rozdzielni gazu), obsługujących daną sieć dystrybucyjną;

- biura obsługi klienta firmy zajmującej się obrotem gazu.

Obecnie trwają prace związane z bieżącym uzupełnieniem i uaktualnieniem informacji zawartych w bazie danych mapy systemu dystrybucyjnego.

Mapa będzie pomocna, zarówno odbiorcom gazu, jak i przedsiębiorstwom zajmującym się obrotem gazem, w znalezieniu informacji o rynku gazu obsługiwanego „po stronie dystrybucji” przez Wielkopolskiego

Korzystając z tej mapy łatwo będzie się zorientować co do możliwości odbioru gazu ziemnego w danej miejscowości.



skiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. oraz możliwościach przyłączenia do sieci gazowej. ■

Wojciech Grzędzielski

Dar dla kliniki

1 sierpnia br. Klinika Chirurgii i Transplantologii Pomorskiej Akademii Medycznej w Szczecinie otrzymała nowoczesny procesor kamery laparoskopowej nowej generacji. Fundatorem tego urządzenia, wartego 53 tys. złotych, był Zakład Dystrybucji Gazu – oddział Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. – Ten moduł ma najnowocześniejszą technikę wizyjną. Dzięki wysokiej rozdzielczości nasi chirurdzy będą otrzymywać obraz siedmiokrotnie powiększony,



z widocznymi najdrobniejszymi szczegółami, co pozwoli o wiele bardziej precyzyjnie operować pacjentów metodą nieinwazyjną oraz przeprowadzać bardzo dokładną diagnostykę jamy brzusznej – wyjaśnia prof. Marek Ostrowski, dyrektor kliniki. W uroczystym przekazaniu procesora wzięli udział ze strony WOSD członek zarządu spółki – Zdzisław Kowalski, dyrektor ZDG Szczecin – Wiesław Gurdak oraz szef Centrum Eksploatacji Sieci w Szczecinie i zarazem przedstawiciel załogi w Radzie Nadzorczej WOSD – Alfred Jurkiewicz. ■

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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, www.wielkopolskiods.pl

Działalność normalizacyjna w biznesie gazowym (cz. 2)

Krystyna Kuchta, Andrzej Molatta

NORMY OPRACOWANE PRZEZ PODKOMITET DS. PRZESYŁU GAZU

Podkomitet ds. Przesyłu Gazu funkcjonujący w ramach Komitetu Technicznego nr 277 ds. Gazownictwa opracował dotychczas 15 norm, w tym 14 norm PN-EN.

Jedne z ważniejszych to normy, w których podano wymagania dotyczące rurociągów. W normach: PN-EN 1594:2006 *Systemy dostawy gazu – Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar – Wymagania funkcjonalne* oraz w pakiecie czterech norm PN-EN 12007:2004 pod ogólnym tytułem *Systemy dostawy gazu – Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie*, podano wymagania dotyczące: zarządzania jakością w całym procesie projektowania, budowy i użytkowania rurociągów (gazociągów), zasad wyboru trasy, bezpieczeństwa ciśnieniowego, materiałów, niezbędnej grubości ścianki, zasad budowy, prób ciśnieniowych po zakończeniu budowy, uruchomienia i unieruchomienia oraz użytkowania rurociągów (gazociągów).

Uzupełnieniem są wymagania podane w normie PN-EN 12327:2004 *Systemy dostawy gazu – Procedury próby ciśnieniowej, uruchamiania i unieruchamiania – Wymagania funkcjonalne*.

Wymagania dotyczące stacji gazowych podano w dwóch normach: PN-EN 12279:2004 *Systemy dostawy gazu – Instalacje redukcji ciśnienia gazu na przyłączach – Wymagania funkcjonalne* oraz w PN-EN 12186:2004 *Systemy dostawy gazu – Stacje redukcji ciśnienia gazu w przesyłach i dystrybucji – Wymagania funkcjonalne*. W obu normach zwrócono szczególną uwagę na: prawidłową lokalizację stacji, dobór odpowiednich elementów składowych oraz systemów ochrony stacji, system sterowania ciśnieniem oraz system ciśnieniowego bezpieczeństwa, badania i próby przed uruchomieniem oraz zasady prawidłowego użytkowania.

Normą uzupełniającą jest PN-EN 1776:2002 *Systemy dostawy gazu – Stacje pomiarowe gazu ziemnego – Wymagania funkcjonalne*. W normie szczególną uwagę zwrócono na wymagania dotyczące: niezbędnych układów pomiarowych, stabilności wzorcowania, dokładności pomiaru, właściwości dodatkowego wyposażenia kontrolno-pomiarowego i metod oceny zgodności.

Wymagania i badania dotyczące gazomierzy w zakresie przesyłu gazu są zawarte w normach PN-EN 12261:2005 *Gazomierze – Gazomierze turbinowe* i PN-EN 12480:2005 *Gazomierze – Gazomierze rotorowe*. Wymagania i badania dotyczą przede wszystkim: właściwości metrologicznych, konstrukcji i właściwości użytych materiałów, metod i systemów podawania wyników pomiarów, badań ewentualnych zaburzeń oraz niezbędnych badań przed wysyłką.

Wymagania dotyczące tłoczni gazowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym MOP powyżej 16 bar oraz o całkowitej

mocy większej niż 1 MW podano w PN-EN 12583:2005 *Systemy dostawy gazu – Tłocznie – Wymagania funkcjonalne*. Norma zawiera przede wszystkim wymagania dotyczące: lokalizacji, zagospodarowania terenu tłoczni i ograniczeń środowiskowych, układu rurowego przepływającego gazu i jednostki sprężarkowej, automatyzacji i sterowania, zapewnienia bezpieczeństwa, niezbędnych prób przed rozpoczęciem użytkowania, zasad i procedur użytkowania tłoczni oraz utrzymania ruchu.

Podano również, w formie informacji, szczegółowe granice obszarów działania poszczególnych elementów tłoczni.

W 2004 r. została wydana podstawowa norma dotycząca spawania stalowych rur służących do przesyłania gazu, a mianowicie PN-EN 12732 *Systemy dostawy gazu – Spawanie stalowych układów rurowych – Wymagania funkcjonalne*.

Norma ta zawiera przede wszystkim wymagania dotyczące: wykonawców prac spawalniczych, materiałów do spawania, wykonawstwa prac spawalniczych, kontroli złączy spawanych oraz wymagań specjalnych dotyczących poszczególnych obiektów systemu dostawy gazu.

Na zakończenie omawiania norm opracowanych przez Podkomitet ds. Przesyłu Gazu warto podkreślić, że w normach z tego zakresu wiele uwagi poświęca się zagadnieniom dotyczącym bezpieczeństwa. Dotyczy to zarówno fazy projektowania i budowy danego obiektu sieci gazowej, jak i zapewnienia bezpieczeństwa podczas jego użytkowania. Baczna uwagę zwraca się także na odpowiednią lokalizację danego obiektu, na stosowanie systemu jakości, np. na podstawie o serii norm EN ISO 9000, a także na fachowość personelu, który powinien być kompetentny i mieć odpowiednie kwalifikacje do wykonywania pracy na swoim stanowisku.

NORMY OPRACOWANE PRZEZ PODKOMITET DS. UŻYTKOWANIA GAZU

Podkomitet ds. Użytkowania Gazu opracował 17 norm, przy czym wszystkie te normy stanowią wdrożenia norm europejskich. Problematyka tych norm dotyczy przede wszystkim urządzeń spalających gaz.

NORMY OPRACOWANE PRZEZ PODKOMITET DS. DYSTRYBUCJI PALIW GAZOWYCH

Podkomitet ten powstał w 2006 r. i przejął część problematyki, którą do tej pory zajmował się Podkomitet ds. Przesyłu Gazu. Opracowano dotychczas 4 normy, wszystkie z zakresu LNG. Najważniejszą z nich jest PN-EN 1473:2006 *Instalacje i urządzenia do skroplonego gazu ziemnego – Projektowanie instalacji naziemnych*. W normie tej podano wytyczne dotyczące pro-

jektowania, konstrukcji i użytkowania lądowych stacjonarnych instalacji do skroplonego gazu ziemnego (LNG), łącznie z instalacjami do skraplania, magazynowania, odparowania, przesyłania i przeładunku LNG.

POZOSTAŁE NORMY Z ZAKRESU GAZOWNICTWA, NIEOBJĘTE PRACAMI KT NR 277

Oprócz norm opracowanych przez Komitet Techniczny nr 277 ds. Gazownictwa, wciąż jeszcze funkcjonuje duża liczba norm opracowanych na początku lat 90. ub.w., a nawet wcześniej. Są one stopniowo zastępowane nowymi normami, najczęściej normami PN-EN, bądź są wycofywane ze zbioru Polskich Norm bez zastąpienia, na skutek utraty aktualności.

Ponadto do zbioru Polskich Norm wprowadzono w ostatnim czasie dużą liczbę norm stanowiących wdrożenie norm europejskich metodą uznaniową.

NA SZCZEBLU ZAKŁADOWYM

Decyzja o opracowywaniu norm zakładowych, tj. wewnętrznych dokumentów technicznych przedsiębiorstwa należy do kierownictwa firmy. Norma zakładowa powinna mieć status obowiązkowego dokumentu.

Normy zakładowe opracowuje się wtedy, gdy w danej dziedzinie nie ma norm krajowych albo jeżeli normy nie zawierają wystarczająco szczegółowych wymagań. Taka sytuacja występuje, do pewnego stopnia, w sektorze gazowym. Mimo że w ciągu ostatnich lat opracowano w CEN wiele norm z zakresu gazownictwa, które w większości zostały już wdrożone do zbioru Polskich Norm, to jednak w części z nich niektóre zagadnienia zostały potraktowane dość ogólnie. W takich przypadkach Zakładowa Komisja Normalizacyjna PGNiG SA podejmowała decyzję o opracowaniu normy zakładowej.

Część z tych norm była opracowywana na podstawie projektów norm europejskich. Obecnie, gdy projekty te stały się normami EN, wdrożonymi do Polskich Norm, odpowiednie normy zakładowe powinny być wycofane. W pierwszej kolejności wycofania ze zbioru norm zakładowych PGNiG wymaga norma ZN-G-3150:1996 *Gazociągi – Rury polietylenowe – Wymagania i badania*. Zamiast tej normy należy stosować PN-EN 1555-2:2004 *System przewodów rurowych z tworzyw sztucznych do przesyłania paliw gazowych – Polietylen (PE) – Część 2: Rury*. Przeanalizowania pod kątem aktualności wymagają także niektóre normy dotyczące pomiarów paliw gazowych, na przykład normy dotyczące gazomierzy turbiniowych, gazomierzy rotorowych oraz współczynników ściśliwości. Inne normy z tego zakresu powinny być znowelizowane, z uwzględnieniem wymagań rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki z 21 grudnia 2005 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (Dz.U. 05.263.2200). Rozporządzenie to stanowi wdrożenie dyrektywy ciśnieniowej PED do przepisów krajowych.

Biorąc pod uwagę potrzebę i korzyści ze stosowania technicznych dokumentów w zakresie prowadzonej działalności, w Operatorze Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. powstała Komisja Normalizacyjna, która będzie opracowywać standardy techniczne na potrzeby spółki.

KORZYŚCI Z PROWADZENIA DZIAŁALNOŚCI NORMALIZACYJNEJ I STOSOWANIA NORM

Ważnymi korzyściami wynikającymi z normalizacji są: poprawa przydatności wyrobów, procesów i usług do celów, którym mają one służyć, zapobieganie powstawaniu barier w handlu oraz ułatwienie współpracy technicznej.

Zalety wynikające z udziału w działalności normalizacyjnej na szczeblu krajowym to przede wszystkim bezpośredni dostęp do wymagań i zaleceń zawartych w normach europejskich i międzynarodowych oraz w projektach tych norm. Poprzez udział w opiniowaniu tych dokumentów, a co ważniejsze – w ich opracowywaniu, jest możliwość bezpośredniego wpływu na treść tych dokumentów. Ma to szczególne znaczenie w przypadku projektów norm EN gdyż, o czym już była mowa wcześniej, projekt normy europejskiej jest jednocześnie projektem przyszłej Polskiej Normy.

Tryb opracowania PN jest jednak dosyć długi. W związku z tym większe możliwości szybkiego wdrożenia nowoczesnych technik i technologii zgodnych ze standardami europejskimi daje często norma zakładowa. Należy to łączyć z faktem, że opracowanie normy zakładowej, jej zakres, funkcja i forma zależą wyłącznie od kierownictwa firmy. Opracowanie i wprowadzenie jednolitych standardów technicznych w przedsiębiorstwie ma wpływ na racjonalizowanie nakładów inwestycyjnych, remontowych i eksploatacyjnych. Norma zakładowa jest elementem systemu zarządzania firmą i porządkowania poszczególnych obszarów działania. Jest także skutecznym narzędziem działań marketingowych.

Korzyści ze stosowania norm zakładowych są także ewidentne, gdy dany podmiot gospodarczy wchodzi w związki kooperacyjne z innymi jednostkami organizacyjnymi, głównie zagranicznymi lub uczestniczy w obrocie handlowym na rynkach zagranicznych.

Kończąc warto podkreślić, że stosowanie norm, zarówno Polskich Norm, jak i norm zakładowych, to sprawne funkcjonowanie całego systemu gazowego w Polsce, w tym m.in.:

- zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu,
- zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego,
- zapewnienie odpowiedniej jakości dostarczanego do odbiorców gazu,
- stosowanie rozwiązań o wysokim poziomie technicznym w procesie projektowania, budowy, eksploatacji, konserwacji, modernizacji i remontu sieci gazowych. ■



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

ul. Bohomolca 21, 01-613 Warszawa
tel. (+48) 022 560 18 00
faks (+48) 022 560 16 06
www.gaz-system.pl



Kto sięgnie po „Historię gazownictwa polskiego – od połowy XIX wieku po rok 2000” może znaleźć taki oto fragment: „Wrocławski Gazoprojekt” w latach 1951 – 2000 był wykonawcą niemal wszystkich dokumentacji projektowych dla gazownictwa (gazownie, w tym piecownie, rozkładalnie, instalacje dwugazu, generatory, oczyszczalnie, system przesyłowy gazu ziemnego, tłocznie gazu, PMG i stacje redukcyjno-pomiarowe). Współtwórcą tej historii jest dyrektor **Adam Matkowski**, związany z wrocławską firmą od czterdziestu lat.

Misja tworzenia

Jako młody inżynier zaczynał, co prawda, w 1965 roku od szkolnictwa średniego (Technikum Gazownicze) i pracy akademickiej na Uniwersytecie Wrocławskim, ale już w 1968 roku związał się Biurem Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt”, przechodząc kolejne etapy kariery, od asystenta aż do dzisiejszej funkcji (objętej 1 marca 1996 roku) członka zarządu i dyrektora ds. projektowania i rozwoju. Jak wielki to szmat czasu, niechaj wskaże skala postępu technicznego, który w tym bez mała półwieczu się dokonał. U zarania kariery młody inżynier dysponował jedynymi narzędziami do obliczeń i projektów, jakimi były „kręciołek z suwakami” i liczydło. A dzisiaj? – *Jednak nie kolosalny postęp techniczny waży najbardziej w moim życiorysie zawodowym* – mówi **Adam Matkowski**. – *To, co najważniejsze, to szczęście do przełożonych. Dzięki temu, że zaufali mi, pozwalali na udział w wielkich zadaniach, stawiali przed kolejnymi wyzwaniem, mogłem się uczyć i rozwijać. Bez nich nie doświadczyłbym wielu satysfakcji i nie miałbym poczucia spełnienia.*

Wyzwań nie brakowało. Jeśli raz jeszcze zajrzeć do cytowanej już „Historii...”, warto odnotować, że były to projekty inwestycyjne w polskim gazownictwie na gigantyczną skalę – nowe gazownie, 15 000 km gazociągów krajowego systemu przesyłu gazu, 85 000 km gazociągów rozdzielczych, 1600 stacji redukcyjno-pomiarowych, 20 tłoczni gazu, 7 podziemnych magazynów gazu, aż po system gazociągów tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia na terenie Polski (gazociąg o średnicy 1400 mm, 5 tłoczni, pomiarownia gazu).

– *Moją największą przygodą inżynierską był nadzór nad realizacją projektu Jamał* – mówi dyrektor Matkowski. – *Dzisiaj pełnimy autorski nadzór nad jego eksploatacją. Ale*

uczestniczyliśmy we wszystkich fazach tego projektu – od etapu koncepcji, przez założenia techniczne i ekonomiczne, aż do projektów budowlanych i wykonawczych. Ja byłem odpowiedzialny za część projektową. Jestem wdzięczny wszystkim tym, którzy powierzyli mi to zadanie. Jestem wdzięczny tym, którzy stworzyli wspólnie ze mną zintegrowany zespół zdolny ten projekt zrealizować.

Takich „przygód inżynierskich” – może nie na tak wielką skalę – miał dyrektor Matkowski znacznie więcej. Z jego udziałem toczyły się prace nad projektem PMG Wierzchowice, na różnych etapach jego planowania i realizacji, także teraz, gdy finalizowane są prace nad jego rozbudową, która zapewne rozpocznie się w przyszłym roku i powstanie największy magazyn w Polsce. Trwają również prace nad projektem rozbudowy PMG Strachocina, a także budowy podziemnego magazynu gazu w kavernie solnej w Kosakowie, w rejonie Zatoki Puckiej. – *Od dawna lansuję tezę* – mówi dyrektor Matkowski – *że rozbudowa mocy magazynowych to podstawowe wyzwanie dla polskiego gazownictwa, to najważniejsze inwestycje zapewniające bezpieczeństwo energetyczne kraju. Jestem pewny, że takich inwestycji będzie przybywać, bo konieczna jest gwarancja stabilizacji dostaw. Temu oczywiście musi towarzyszyć rozbudowa systemu przesyłowego gazu.*

Zawodowe spełnienie to nie tylko jednak planowanie i projekty inwestycyjne. Także dydaktyka. Sentyment z lat młodości do nauczania realizowany jest dzisiaj podczas wykładów dedykowanych dla gazownictwa – na Politechnice Wrocławskiej, Śląskiej, Warszawskiej, na AGH. Także poprzez liczne publikacje naukowe, opracowania analityczne, komentarze w zakresie bezpieczeństwa ener-

getycznego przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowniczego w świetle dyrektyw europejskich i prawa energetycznego, w zakresie najnowszych kierunków rozwoju projektowania i budowy dystrybucyjnych sieci gazowych czy techniczno-prawnych problemów budowy gazociągów i innych obiektów wysokiego ciśnienia. – *Spotkanie z młodym pokoleniem, wkraczającym na rynek pracy – mówi dyrektor Matkowski – robi imponujące wrażenie. To są najczęściej uczestnicy studiów podyplomowych, na których czasami prowadzę zajęcia. To znakomicie wykształceni, otwarci, mobilni ludzie, pełni zapału i woli działania. Co ważniejsze, są to często eksponowani pracownicy firm sektora gazowniczego, co dobrze wróży na przyszłość.*

Ujmujący w komentarzach dyrektora Matkowskiego do historii inwestycji w polskim gazownictwie, jak i swych doświadczeń dydaktycznych, jest ton zatroskania o rozwój i przyszłość sektora gazowniczego. Szczególnie mocno to brzmi, gdy poruszamy temat dywersyfikacji dostaw gazu. – *Jestem niepokieszony, że przerwany został projekt Baltic Pipe – mówi. – Traktuję to jako najsmutniejsze zdarzenie w moim życiu zawodowym. Projekt był bliski ukończenia,*



Hobby to zbieranie kufli z karczm piwnych z całego świata.

zapewniał dywersyfikację dostaw gazu do Polski z udziałem firm duńskich i norweskich i został przerwany. Wiem, że wraca się do tego tematu, ale dzisiaj ten projekt jest obciążony znacznie większym ryzykiem, wynikającym przede wszystkim z realizacji konkurencyjnego projektu konsorcjum Gazprom – E. ON, znanego jako gazociąg bałtycki. Widzę te trudności, ale pozostaję jego gorliwym zwolennikiem ze względu na znaczenie tego projektu dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

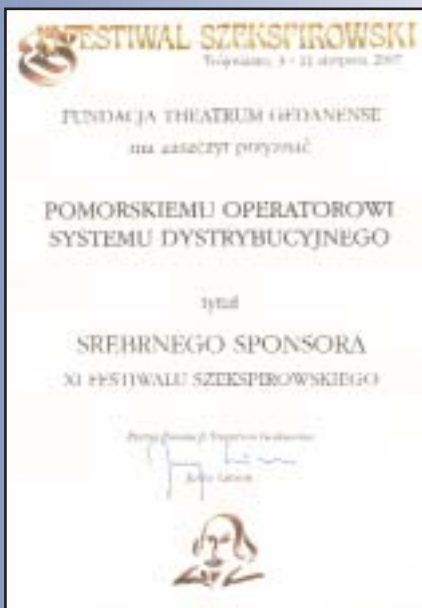
Jak wiadomo, projekt rzeczywiście jest w stadium przygotowań do realizacji, bardzo konkretnie zaplanowanych. Wrocławski „Gazoprojekt” jest konsultantem w tych pracach, ale na czas rzeczywistego projektowania trzeba będzie jeszcze pewnie poczekać. I na kolejne prace projektowe, jeśli Baltic Pipe i terminal LNG w Świnoujściu ostatecznie powstaną, związane z systemem przesyłu gazu.

Jest w opowieści dyrektora Matkowskiego jeden jeszcze wątek. Duma z tego, że wywodzi się z rodziny gazowniczej. Nie tylko jego ojciec był przez lata pracownikiem gazowni wrocławskiej. Jeden z jego dziadków – a rodzinne korzenie sięgają do Lwowa – był pracownikiem jednej z borysławskich kopalni ropy naftowej. I wiele wskazuje na to, że rodowe tradycje zostaną przedłużone. Młodszy syn zasilił szeregi „gazowniczej braci”, pracuje w regionalnej dyspozycji gazem we Wrocławiu. Czy tak stanie się również w kolejnych pokoleniach? Mam nadzieję – mówi Adam Matkowski. – *Na razie za wcześnie o tym mówić. Moje ukochane wnuczki są zbyt małe, by dzisiaj rozprawiać o ich zawodowej przyszłości. Jedno jest pewne. Dostarczą mi wielu wzruszeń, gdy mam możliwość wspólnie z nimi wypoczywać w naszym uroczym miejscu na ziemi – dolnośląskich łąkach Wielkich.* ■

Fot. archiwum Adama Matkowskiego

Adam Cymer

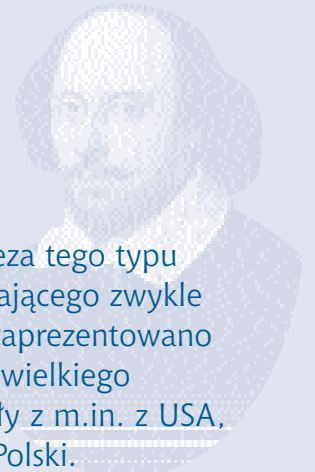
W Paryżu – na turystycznym szlaku.



Mistrz Szekspir w Gdańsku

Katarzyna Wróblewicz

Festiwal szekspirowski to największa impreza tego typu w Europie i jedyna w Polsce. W ciągu trwającego zwykle około tygodnia święta Szekspira i teatru, zaprezentowano najbardziej interesujące inscenizacje dzieł wielkiego stratfordczyka, przygotowane przez zespoły z m.in. z USA, Niemiec, Gruzji, Rosji, Wielkiej Brytanii i Polski.



Na program tegorocznego festiwalu złożyło się 9 różnych spektakli, które pokazywane były kilkakrotnie na pięciu scenach Trójmiasta. Imprezie towarzyszyło wiele wydarzeń artystycznych oraz bogaty program edukacyjny, który wykraczał poza obręb Trójmiasta. W imprezach festiwalowych uczestniczyło ok. 10 000 widzów.

Historia festiwalu sięga 1993 roku, kiedy zorganizowane zostały pierwsze Gdańskie Dni Szekspirowskie. W 1997

roku, w czasie obchodów milenium Gdańska, rozszerzono formułę Gdańskich Dni Szekspirowskich, przygotowując Festiwal Szekspirowski. Zainaugurowano również ogólnopolski Konkurs na Najlepszą Inscenizację Szekspirowską danego sezonu artystycznego z nagrodą Złotego Yoricka.

Wydarzeniem tej edycji festiwalu był przyjazd do Gdańska jednego z największych światowych reżyserów teatralnych – **Lwa Dodina** wraz z jego najnowszym spektaklem „**Król Lear**”,

przygotowanym w **Teatrze Małym w Sankt Petersburgu**. Ten przejmujący moralitet o świecie w ascetycznej czarno-białej scenerii otworzył Festiwal Szekspirowski. „**Króla Leara**” w reżyserii **Roberto Ciullego** wystawił również niemiecki **Theater an der Ruhr**. Mówiło się nawet o umownym pojedynku tych dwóch wspaniałych reżyserów. Ze względu na zupełnie odmienne wizje tych adaptacji, wybór zwycięzcy pojedynku pozostawiłabym opinii każdego odbiorcy.



Król Lear, Mały Teatr Dramatyczny, Rosja. fot. K. Wróblewicz

Niewątpliwym hitem festiwalu był zespół ze Stanów Zjednoczonych – **Aquila Theatre z Nowego Jorku** ze spektaklem dramatu „**Romeo i Julia**”. W amerykańskim przedstawieniu przyjęto niekonwencjonalne rozwiązanie. Przed każdym spektaklem sześciu widzów losowało z kapelusza imiona postaci, decydując tym samym, który z aktorów zagra jaką rolę. Nierzadko zdarza się, że młoda Julia grana jest przez starszego aktora, a młody Romeo przez aktorkę.

Na festiwalu nie zabrakło polskich spektakli. W Malarni, scenie Teatru Wybrzeże w Gdańsku, widzowie uczestniczyli w spektaklu, który został wyłoniony w Konkursie na Najlepszą Polską Inscenizację Dzieł Dramatycznych Williama Szekspira w minionym sezonie artystycznym. Laureatem „Złotego Yoricka”, głównej nagrody konkursu, został w tym roku **Teatr Powszechny z Warszawy** za spektakl „**Miarka za miarkę**” w reżyserii **Anny Augustynowicz**. Uczestnictwo widzów w spektaklu było dosłowne, aktorzy siedzieli pomiędzy publicznością, a swoje kwestie wygłaszali z miejsc lub wychodzili na otoczoną widownią scenę. W spektaklu wystąpili Krzysztof Stroiński, Dominika Ostafowska (moim zdaniem, rewelacyjna), Rafał Królikowski, Mariusz Benoit i inni. „Miarka za miarkę” Anny Augustynowicz to spektakl o mechanizmach władzy i naturze ludzkiej.

Kolejne wystawione rodzime produkcje to inspirowany „Poskromieniem Złościcy” musical „**Kiss me, Kate**” w reżyserii **Macieja Korwina**, przygotowany w **Teatrze Muzycznym w Gdyni**, „**Komedia omyłek**” w reżyserii **Zbigniewa Brzozy** oraz „**Gertruda**” teatru **Stajnia Pegaza z Sopotu** w reżyserii **Ewy Ignaczak**. To inspirowana „Hamletem” sztuka oparta na wątku jednej postaci – Gertrudy. Opowiada o dojrzewaniu kobiety, od szalonej Ofelii do doświadczonej matki i żony.

Bardzo istotną częścią festiwalu, był **program edukacyjny „Międzynarodowej Letniej Akademii Teatru i Dramatu”**. Oferta akademii jest różnorodna i obejmowała między innymi: warsztaty teatralne (prowadzone m.in. przez aktorów nowojorskiego Aquila Theatre i niemieckiego reżysera Roberto Ciullego); warsztaty fotograficzne, plastyczne oraz

dziennikarskie. Zapoczątkowana dwa lata temu akcja „**Bliżej teatru**” to kolejna wartość festiwalu. Na jeden dzień do Gdańska przyjechała młodzież licealna z małych miast województwa pomorskiego oraz młodzież będąca pod opieką Miejskiego Ośrodka Pomocy Społecznej. Młodzi ludzie, dopiero kształtujący swoją wrażliwość, mieli zagwarantowaną wizytę w teatrze „od kulis”, spotkania z artystami, udział w warsztatach teatralnych, wykładach oraz obejrzenie spektaklu.

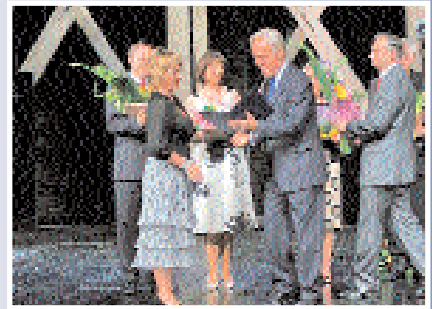
Jedenasta edycja festiwalu cieszyła się ogromnym zainteresowaniem publiczności. Niebagatelna też jest jego wyjątkowa rola w procesie edukacyjnym nie tylko młodzieży, ale i szerokiej rzeszy odbiorców zainteresowanych teatrem.

Fundacja Theatrum Gedanense – pomysłodawca i organizator imprezy – upatruje możliwości przyszłego rozwoju Gdańska w nawiązaniu do tradycji i roli kulturalnej miasta w minionych wiekach. W epoce renesansu Gdańsk był najważniejszym ośrodkiem gospodarczym i kulturalnym w basenie Morza Bałtyckiego. Działalność Fundacji Theatrum Gedanense ma na celu budowanie pozycji Gdańska na kulturalnej mapie Europy, między innymi poprzez odbudowę budynku Teatru Elżbietańskiego. Inwestycja nabrała rozpędu: projekt autorstwa Renato Rizzi jest gotowy i wszedł już w fazę kompletowania dokumentacji. Być może już niedługo będziemy mogli oglądać spektakle szekspirowskie w miejscu, gdzie podziwiali je mieszkańcy Gdańska na początku XVII wieku.

Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o., podobnie jak w poprzednich latach Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., współfinansował organizację XI Festiwalu Szekspirowskiego. Podczas uroczystej inauguracji festiwalu otrzymaliśmy dyplom kluczowego sponsora tej edycji.

Spektakle zaprezentowane na XI Festiwalu Szekspirowskim:

„**Komedia omyłek**” Teatr Wybrzeże, „**Król Lear**” Mały Teatr Dramatyczny, „**Sen nocy letniej**” London Metropolitan University, „**Romeo i Julia**” Teatr Aquila, „**Hamlet**” Teatr Rustaweli, „**Król Lear**” Theater an der Ruhr, „**Gertruda**” Stajnia Pegaza, „**Miarka za miarkę**” Teatr Powszechny, „**Kiss me, Kate**” Teatr Muzyczny. ■



Wręczenie dyplomu sponsora dla Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

fol. Ryszard Pajda



Hamlet, Teatr Rustaweli, Gruzja.

fol. Marlena Kwiatek



Król Lear – Theater an der Ruhr, Niemcy.

fol. Ryszard Pajda



Komedia omyłek, Teatr Wybrzeże, Polska. fol. Ryszard Pajda

70 LAT gazownictwa sandomierskiego

Józef Myjak

W tworzonym przed wojną Centralnym Okręgu Przemysłowym Sandomierz miał odgrywać rolę stolicy potężnego regionu przemysłowego. Na tle niezrealizowanych planów gazownictwo jawi się jako konkretny zaczyn przemysłowej kariery regionu.

Pod wpływem nacisku kół wojskowych na rząd – domagających się zwiększenia nakładów pieniężnych w 4-letnim planie inwestycyjnym na gazyfikację rejonu bezpieczeństwa – wicepremier Eugeniusz Kwiatkowski dał się przekonać i jego rząd budowę gazociągu uznał za priorytet i przeznaczył na to zadanie realizowane w latach 1937 – 1938 poważną kwotę 12 milionów złotych. Plany budowy gazociągu centralnego i odgałęzień były wykonane z rozmachem – jednak przed wojną nie udało się ich w całości zrealizować.

Pierwszy projekt oparcia przemysłu w centralnej Polsce na gazie ziemnym wysunął były minister przemysłu i handlu Reichmann-Floyar, jednak nie zdążył go zrealizować. Projekt ten podjął

Sekretariat Komitetu Obrony Rzeczypospolitej w roku 1936.

Wykonanie tej gigantycznej inwestycji powierzono Państwowej Fabryce Olejów Mineralnych, która zorganizowała do tego zadania oddział filialny POLMIN Budowa Gazociągu Centralnego z siedzibą w Sandomierzu. W 1937 r. za 10 milionów złotych ułożono gazociąg główny o długości 176 kilometrów. Swój bieg przez tereny dzisiejszej południowo-wschodniej Polski zaczynał w Roztokach i prowadził przez Frysztak, Sędziszów, Kolbuszową, Komorów, Majdan, Tarnobrzeg, Sandomierz, Ćmielów, Ostrowiec i docierał do Lubieni. Od tej głównej aorty układu gazowniczego należało zrobić odgałęzienia. Od Sędziszowa zatem uczyniono 19-kilometrową odnogę do nie-



Czoło wycieczki z wicepremierem Kwiatkowskim i

dalekiego Rzeszowa, a także na końcu Lubieni 10-kilometrowy odcinek do Starachowic.

W 1938 r. kontynuowano prace i wykonano roboty za 4 miliony złotych. Oddano do użytku odcinek długości 26 kilometrów od Sandomierza do Rozwadowa i Stalowej Woli oraz przedłużono gazociąg ze Starachowic do odległego o 15 kilometrów Skarżyska. Powstała też długa (56 km) odnoga odchodząca od gazociągu mościckiego w Pilźnie przez Dębicę, Tuszynie

Na przestrzeni historii

Sandomierskimi Gazami kierowali:

Mgr inż. Władysław Kołodziej

05.1937 – 09.1939 r.

Okupacja niemiecka 1939 – 1944 r.
Schulz

Mgr inż. Tadeusz Dryś

08.1944 – 1963 r.

Mgr inż. Józef Mąka

2.11.1963 – 8.07.1966 r.

Mgr inż. Bronisław Nowakowski

10.07.1966 – 29.11.1966 r.

Inż. Marek Kamiński

1.12.1966 – 30.06.1969 r.

Inż. Władysław Żuchowicz

1.07.1969 – 15.12.1972 r.

Inż. Dionizy Saltarski

16.12.1972 – 30.06.1999 r.

Mgr Kazimierz Płaza

1.07.1999 r.



Ogólny widok podwieszenia gazociągu do mostu kołowego na Wiśle w Sandomierzu.



ministrami.

i łącząca się w Komorowie z gazociągiem głównym. We wspomnianej Tuszynie odchodziła kolejna nitka – 12-kilometrowy odcinek do Mielca.

Intensywne prace na polach Małopolski trwały 18 miesięcy, od maja 1937 r. do listopada 1938 r., których owocem był przechodzący przez niemal środek młodego zagłębia przemysłowego 314-kilometrowy gazociąg, doprowadzający gaz do głównych zakładów Centralnego Okręgu Przemysłowego. Do budowy gazociągu zużyto 13,5 tys. ton rur o średnicy 200 – 250 mm, głównie z hut koncernu Wspólnota Interesów S.A. Zdolność przepustowa gazociągu wynosiła 27,5 tys. m³ gazu na dobę.

Jak już wspominałem, gaz dotarł wtedy m.in. do Stalowej Woli, Ostrowca, Skarżyska. Dzięki niemu ruszyła produkcja w nowoczesnej hucie szkła „Metan” w podsandomierskim Kamieniu Nowym. Wojna zniszczyła fabrykę, ale pozostała po niej pamiętka w postaci przystanku kolejowego Metan na trasie Sandomierz – Skarżysko Kamienna.

Sandomierz zatem nie zdążył stać się stolicą największego po Śląsku ośrodka przemysłowego w przedwojennej Polsce, ale stał się ważnym miejscem dla historii gazownictwa polskie-

go i nadal zakład gazowniczy odgrywa ponadregionalną rolę. Jest jednym praktycznym kontynuatorem COP-owskich idei.

Nazwa POLMIN weszła do słownika obiegowego sandomierzan i zagościła w nim na długo. Mimo że już dawno nie istnieje ten zakład, to nadal pamięta się o tym pierwszym Polminie. Zakład Gazowniczy o zmienionej funkcji nadal w Sandomierzu istnieje i należy do czołówki podmiotów gospodarczych w mieście.

W CZASIE WOJNY I W LATACH POWOJENNYCH

Po zajęciu we wrześniu terenów – obecnie będących w zasięgu oddziaływania sandomierskiego gazownictwa – przez niemieckiego okupanta, gazociąg centralny był nadal eksploatowany i rozbudowywany. W sensie technologicznym i organizacyjnym niewiele się zmieniło. Jednostką terenową zajmującą się eksploatacją gazociągu z odgałęzieniami do zakładów przemysłowych był oddział gazociągów w Sandomierzu.

Okupant, doceniając rolę gazu w gospodarce wojennej, stworzył na bazie dotychczasowych, polskich firm własne przedsiębiorstwo: Beskiden Erdol Gewinnungsgesellschaft m.b.H. Verwaltung Jasło. Przejęło one majątek Państwowej Fabryki Olejów Mineralnych „Polmin” – Zarząd Gazociągów Państwowych w Jasle i Sandomierzu. Tym razem gaz płynący gazociągami wysokoprężnymi zasilął fabryki COP pracujące na rzecz okupanta niemieckiego, m.in. w Nowej Dębie obiekty poligonu wojskowego i zakładów zbrojeniowych w tym osiedlu, huty żelaza w Stalowej Woli, Ostrowcu Świętokrzyskim, a także hutę szkła Metan w podsandomierskim Kamieniu Nowym.

Niemcy nie ograniczyli się tylko do eksploatacji istniejących już magistrali, ale inwestowali również w nowe gazociągi. Już w 1941 r. wybudowali ważną jego nitkę wysokoprężną długości 114 km, od Stalowej Woli do Przemyśla. W następnym roku gazociąg ten przedłużono do Lwowa i w ten sposób połączone zostały dwa zagłębia naftowe: wschodnie i zachodnie.

Obecnie, po wielu zmianach organizacyjnych w Sandomierzu funkcjonują trzy odrębne firmy związane z gazownictwem:

- Oddział Zakład Gazowniczy stanowiący jednostkę organizacyjną Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Tarnowie.
- Terenowa Jednostka Eksploatacji podlegająca tarnowskiemu Oddziałowi Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz – System
- Gazownia Sandomierska wchodząca w skład Karpackiej Spółki Obrótu Gazem Sp. z o.o.

Po zniszczeniach frontowych w drugiej połowie 1944 i na początku 1945 r. gazownicy sandomierscy zdołali przywrócić gazociąg do normalnego funkcjonowania i w następnych dziesięcioleciach nadal obsługiwali coraz gęściej-



Kompensator po zmontowaniu.

szą sieć gazociągów różnej średnicy na terenie zlikwidowanych niedawno województw: tarnobrzeskiego i zamojskiego. W powojennych latach zmieniła się struktura zakładu, nazwa, zasięg działania, ale gazy sandomierskie wciąż się rozwijały i zwiększały zatrudnienie.

Gaz z morskiej toni

W sierpniu 2007 roku brytyjska organizacja International Green Apple Environment Awards przyznała Energobaltic Sp. z o.o. międzynarodową nagrodę za szczególne osiągnięcie w dziedzinie ochrony środowiska, jakim jest wybudowanie Elektrociepłowni Gazowej we Władysławowie, wykorzystującej gaz odpadowy z dna Morza Bałtyckiego.

Firma ENERGOBALTIC została założona w 1997 roku, a jej podstawowym zadaniem jest zagospodarowanie gazu odpadowego z morskich platform wydobywających ropę naftową z dna Morza Bałtyckiego, eksploatowanych przez Petrobaltic S.A. Zadanie to zostało zrealizowane poprzez budowę elektrociepłowni gazowej we Władysławowie. Przedsięwzięcie ma charakter proekologiczny, gdyż w ramach jego realizacji zlikwidowanych zostało już ponad 120 lokalnych kotłowni węglowych i olejowych, będących źródłem tzw. niskiej emisji. Ponadto przy nominalnym przerobie 100 tysięcy Nm³ dziennie następuje redukcja zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery w wysokości ok. 130 000 ton rocznie.

Elektrociepłownia we Władysławowie jest unikalnym zakładem w skali Polski, a nawet Europy. Wykorzystuje gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej wydobywanej z dna Morza Bałtyckiego.

Elektrociepłownia zlokalizowana jest we Władysławowie na terenie przemysłowo-portowym. Miejsce to znajduje się u samej nasady Półwyspu Helskiego w otulinie Nadmorskiego Parku Krajobrazowego. Dotychczas zaniedbany teren po m.in. nieczynnej kotłowni i oczyszczalni ścieków uporządkowano, a obiekty elektrociepłowni harmonijnie wkomponowano w otaczający krajobraz w możliwie najbardziej estetyczny sposób.

Paliwem zasilającym elektrociepłownię jest gaz dostarczany na ląd nowo wybudowanym rurociągiem podmorskim w ilości nominalnej około 100 000 m³/dobę. Wcześniej w 90% gaz ten był spalany bezproduktywnie w spalarnie zainstalowanej na platformie, powodując dodatkowo negatywne oddziaływanie na środowisko. Jedynie niewielka jego część była wykorzystywana na potrzeby własne platformy.

Obecnie gaz „morski” po dostarczeniu do elektrociepłowni we Władysławowie podlega separacji i w dalszej produkcji otrzymujemy z niego aż cztery rodzaje energii: energię elektryczną, energię cieplną, propan-butan LPG (czyli autogaz) oraz kondensaty gazu naturalnego.

Unikatowy w dziedzinie technologii jest sposób przesyłu gazu z platformy na ląd. Gaz jest transportowany podmorskim rurociągiem o długości 82,5 km i średnicy 115 mm położonym pod dnem morskim. Rurociąg został wykonany według najnowszej technologii amerykańskiej firmy Precision Tube Technology z Houston. Stalowe rury izolowane polietylanem, które dają się związać na bębnach (podobnie jak kable energetyczne), rozwijano z pokładu wielozadaniowego statku firmy Petrobaltic S.A. w odcinkach ok. 11-kilometrych, łączono i układano na dnie przy użyciu precyzyjnych systemów nawigacji podwodnej. Następnie

rurociąg został zakopany w dnie morskim za pomocą specjalnego podwodnego robota. Takie rozwiązanie przesyłu gazu jest całkowicie nowatorskie i zastosowano je po raz pierwszy nie tylko w Polsce, ale również w Europie.

Elektrociepłownia gazowa została wyposażona w dwie turbiny gazowe typu Allison KB-7 amerykańskiej firmy Rolls-Royce Corporation, pracujące w układzie skojarzonym z wytwornicami gorącej wody. Turbiny gazowe mogą wytwarzać w skojarzeniu energię elektryczną łącznie o mocy około 11 MWe i energię cieplną łącznie o mocy do 18 MWt.

Dwa kotły odzysknicowe o mocy nominalnej 8,85 MWe każdy, wykorzystują gorące spaliny z turbin gazowych do podgrzania wody w obiegu pierwotnym, który na przeciwprądowych wymiennikach płytowych przekazuje ciepło do miejskiej sieci ciepłowniczej. System automatyki pozwala na regulację mocy kotłów i sposobu przepływu spalin, konieczną ze względu na zmiany zapotrzebowania na energię w różnych okresach roku i doby.

Trzy kotły wodne o mocy nominalnej 5 MWt każdy, pracować będą jako uzupełniające lub rezerwowe dla pracy kotłów odzysknicowych, w przypadku postojów technologicznych platform lub przestojów remontowych. ■

Opr. ek

Nowoczesne powłoki antykorozyjne

Wprowadzenie nowych materiałów i technologii, które skutecznie zabezpieczą przed korozją to efekt wielu doświadczeń laboratoryjnych oraz prób. Bardzo dobre wyniki w zabezpieczeniu antykorozyjnym na rurach, armaturze i kształtkach daje stosowanie materiałów adhezyjnych, do których zalicza się FC-210 AMBERCOAT oraz w zakresie zabezpieczeń spawów i uszkodzeń izolacji polietylenowych ICAT LS- 2001 CT, produkcji firmy ICAT Industries Inc. – Kanada.

FC-210 AMBERCOAT, jak i ICAT LS-2001 CT zostały stworzone jako systemy zabezpieczenia antykorozyjnego rur oraz spawów w różnych warunkach pogodowych. Dzięki temu możliwa jest ich aplikacja zarówno w pomieszczeniach zamkniętych, jak i w warunkach polowych, przez co nadają się również do odnawiania zużytych lub zniszczonych długotrwałą eksploatacją powłok izolacyjnych na istniejących rurociągach.

Wyroby mogą być aplikowane przez natrysk bezpowietrzny na gorąco, jak również poprzez ręczne nanoszenie powłoki, co pozwala na zabezpieczenie antykorozyjne elementów trudnych do zaizolowania innymi technikami.



FC-210 AMBERCOAT jest materiałem dwuskładnikowym, może być używany do ochrony stali o temperaturze roboczej nieprzekraczającej 65°C w wilgotnych warunkach oraz 100°C w warunkach suchych. Charakteryzuje się doskonałą przyczepnością do stali i szybkim utwardzaniem. Jest to materiał przyjazny dla środowiska, nie zawiera rozpuszczalników i zawiera 100% ciał stałych. ICAT LS-2001 CT jest również materiałem dwuskładnikowym, w 100% w stanie stałym, stanowi doskonałe zabezpieczenie poliuretanowe dla spawów, rur pokrytych poliuretanem i polietylenem. Charakteryzuje się dobrą elastycznością, odpornością na rozwarstwienie katodowe oraz doskonałą przyczepnością do stali, polietylenu oraz poliuretanu przy równoczesnej bardzo dobrej ochronie powierzchni stalowej przed korozją. Materiał ten nakładany jest ręcznie, a przy grubości



warstwy przekraczającej 1016 mikronów może być aplikowany metodą natrysku.

Opisane powyżej powłoki charakteryzuje:

- doskonała ochrona antykorozyjna,
- innowacyjność w skali kraju – nowoczesny materiał powłokotwórczy,
- bardzo dobra odporność na atmosferylia i czynniki chemiczne, w stosunku do dotychczas stosowanych powłok,
- brak składników mogących zawierać związki kancerogenne, materiał przyjazny dla środowiska,
- krótszy czas nakładania, utwardzania i sezonowania niż obecnie stosowane,
- związanie powłoki poliuretanowej LS- 2001 CT z powłoką polietylenową (PE) w wyniku reakcji chemicznej.

W roku 2005 D.E.F.T. Polska nawiązała ścisłą współpracę z firmą ICAT Industries Inc. Kanada, której efektem jest opracowanie technologii aplikacji powłok ochronnych na bazie FC-210 Ambercoat i ICAT LS-2001 CT.

Na przełomie roku 2005/2006 zrealizowano, przy współudziale środków z Unii Europejskiej, przedsięwzięcie inwestycyjne mające na celu wdrożenie technologii i wyposażenie D.E.F.T. Polska w niezbędny, nowoczesny sprzęt do realizacji przedmiotowych usług.

D.E.F.T. Polska jest pierwszym i jedynym autoryzowanym przez ICAT Industries Inc. aplikatorem materiałów FC-210 AMBERCOAT i ICAT LS-2001 CT.

Aplikacje FC- 210 Ambercoat wykonano na zaworach od DN 150 do DN 1200 (między innymi dla tłoczni gazu na rurociągu jamalskim), zasuwach klinowych i kształtkach zarówno w warunkach stacjonarnych, jak i polowych.

Aplikacje LS- 2001 CT wykonano między innymi przy usuwaniu defektów na rurociągu jamalskim.



Dostawy armatury przemysłowej

- zawory kulowe, zawory zwrotne, zawory grzybkowe, zasuwy klinowe, zasuwy płytowe
- dobór armatury przemysłowej pod wymagania klienta,
- kompleksowa realizacja dostaw.

Generalny przedstawiciel producenta armatury przemysłowej
MSA a.s. Republika Czeska

Serwis armatury przemysłowej

- przeglądy okresowe,
- nadzór nad montażem i rozruchem,
- naprawy gwarancyjne i pogwarancyjne,
- oceny techniczne.

Wykonywanie powłok antykorozyjnych

- rehabilitacja i nakładanie powłok antykorozyjnych,
- powłoki poliuretanowe FC - 210 Ambercoat,
- opaski poliuretanowe ICAT LS - 2001 CT,
- opaski epoksydowe ICAT LS - 2001

System oparty o technologię kanadyjskiej firmy
ICAT Industries Inc.

D.E.F.T. Polska Marian Buroń
41-909 Bytom, ul. Świętochłowicka 3
tel.: (+48 32) 348 24 48, 348 24 49
fax.: (+48 32) 249 58 60, 397 67 47
e-mail: biuro@deft.com.pl

www.deft.com.pl