

czerwiec 2011

Przegląd Gazowniczy

nr 2 (26)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**Polityka energetyczna
w okresie polskiej
prezydencji w Radzie UE**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 165717 6 06



Zaprasza do udziału w seminarium

MODEL RYNKU GAZU ZIEMNEGO W UNII EUROPEJSKIEJ A RYNEK GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

które odbędzie się 4–5 października br.
w Domu Polonii w Pułtusku (Zamek, ul. Szkolna 11)

Wykłady prowadzić będą:

dr inż. JAN WINTER, analityk rynku gazu, doradca zarządu PGNIG
DANIEL BORKOWSKI, radca prawny, sektor Oil, Gas & Chemicals

Program

- Nowe propozycje (nowe modele) rozwoju rynków gazu ziemnego w krajach UE do roku 2050 w świetle wymagań ekologicznych, w tym przede wszystkim redukcji emisji CO₂ (80% do roku 2050).
 - Analiza kosztów całego „łańcucha gazowego” – od produkcji do sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom.
 - Analizy i porównania struktury kosztów produkcji energii elektrycznej opartej na: energii jądrowej, węgla kamiennym – z instalacjami CCS, gazie ziemnym – z instalacjami CCS i bez CCS.
 - Nowe obowiązki dotyczące taryfikowania gazu ziemnego i usług gazowniczych i okołogazowniczych, w tym metodologia i praktyka wprowadzania taryf przesyłowych typu „entry – exit”.
- Zasady certyfikacji związane z usługami gazowniczymi oraz efektywnością energetyczną (białe, żółte, zielone, czerwone i fioletowe certyfikaty).
 - Obowiązki i metodologia prognozowania zapotrzebowania na paliwa i energię (w tym na gaz ziemny) w perspektywie 10-letniej
 - Wpływ nowych obowiązków zawartych w dyrektywach i rozporządzeniach UE na koszty funkcjonowania przedsiębiorstw gazowniczych (w tym problem nowego podatku od nośników energii)

Patron merytoryczny: Izba Gospodarcza Gazownictwa
Patron medialny: „Przegląd Gazowniczy”

Kontakt z organizatorem:

Sylwia Zarzycka, tel. +48 22 215 12 29, +48 22 394 74 77
kom. 0 783 643 291,
e-mail: Sylwia_Zarzycka@logosstrategie.pl
www.logoszkolenia.pl

Prezentujemy pierwszą książkę w języku polskim, przedstawiającą całościowo aspekty techniczne stacji redukcyjnych i pomiarowych w sieciach gazowych wysokiego oraz średniego ciśnienia.

W rozdziale 1. omówiono przemiany termodynamiczne zachodzące w reduktorze z uwzględnieniem efektu Joule’a-Thomsona, a także aspekty wymiarowania filtrów, podgrzewaczy oraz wymienników ciepła stosowanych w stacjach gazowych. Rozdział 2. poświęcony jest charakterystyce reduktorów ciśnienia bezpośredniego i pośredniego działania, omówiono w nim nowoczesne rozwiązania techniczne reduktorów dostępnych na rynku. Rozdział 3. dotyczy rozprężarek stosowanych w ciągach redukcji ciśnienia, których zastosowanie w stacjach gazowych wysokiego ciśnienia umożliwia wytworzenie prądu elektrycznego z energii gazu, ulegającej rozpraszaniu przy tradycyjnym dławieniu w reduktorze. Rozdział 4. to urządzenia zabezpieczające stacji gazowych – zawory szybkozamykające, zawory upustowe oraz systemy redukcji ciśnienia monitorowane pasywne i aktywne. W rozdziale 5. omówiono urządzenia do pomiaru przepływu gazu: gazomierze zwężkowe, turbinowe, rotorowe, miechowe, ultradźwiękowe, wirowe oraz Coriolisa, przedstawiając ich budowę, zasadę pomiaru oraz właściwości metrologiczne. Metody chromatograficzne i korelacyjne pomiaru kaloryczności gazu, a także stosowane coraz powszechniej w sieciach gazowych chromatografy procesowe omówiono w rozdziale 6. Urządzenia pomiarowe na stacji gazowej, współpracujące z nadrzędnym systemem SCADA, przedstawiono w rozdziale 7. Dużo miejsca poświęcono przelicznikom w układach pomiarowych, ich oprogramowaniu, a także sposobom transmisji danych z punktów pomiarowych na obiektach sieci gazowej do systemu SCADA. Rozdział 8. to nawalnianie gazu ziemnego – wtryskowe oraz działające na zasadzie od-

parowania środka nawalnającego. Zjawisku hałasu w stacjach gazowych oraz sposobom jego ograniczania poświęcono rozdział 9. Poza podstawowymi informacjami z zakresu akustyki i podziałem źródeł hałasu w stacji gazowej omówiono sposoby obniżania poziomu hałasu, nowe konstrukcje reduktorów, tłumiki hałasu oraz tzw. metody wtórne. W rozdziale 10. przedstawiono klasyfikację i zasady wyznaczania stref zagrożenia wybuchem, podano klasyfikację stopni emisji paliwa gazowego, podział wentylacji na kategorie. Rozdział 11. dotyczy modułowych i kompaktowych stacji naziemnych – rozwiązań nowoczesnych, lecz nie zawsze akceptowanych przez przemysł gazowniczy w warunkach polskich. Stacje gazowe średniego ciśnienia w postaci podziemnych modułów redukcyjnych omówiono w rozdziale 12. W rozdziale 13. podano podstawowe zasady projektowania stacji gazowych, zaś ostatni rozdział dostarcza informacji na temat układów sterowania stacjami gazowymi z punktu widzenia minimalizacji strat gazu powodowanych przez nieszczelności gazociągów.

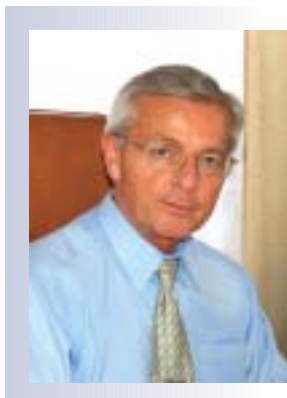
Opis technologiczny zilustrowano licznymi przykładami obliczeniowymi oraz wykresami w ujęciu do tej pory niespotykanym w polskiej literaturze technicznej.

Jako wieloletni praktyk przemysłu gazowniczego gorąco tę książkę Państwu polecam.

Maciej Witek

Andrzej J. Osiadacz, Maciej Chaczykowski, *Stacje gazowe. Teoria, projektowanie, eksploatacja*, Warszawa 2010. Książka dostępna jest w sklepie internetowym wydawnictwa Fluid Systems (www.fluidsystems.pl), cena 175 zł.





Żyjemy w bardzo interesujących czasach, w których po wprowadzeniu „parytetów politycznych” podobne postulaty pojawiają się w biznesie, zastosowane już przez niektóre kraje unijne. Dlatego zachęcam do zapoznania się z „Osobowością” tego wydania – Beatą Oczkowską, obecnie wicewojewodziną świętokrzyską, a do niedawna osobą odpowiedzialną za inwestycje i projektowanie rozwoju sieci gazowniczych w Zakładzie Gazowniczym Kielce.

Z ilościowego podsumowania wszystkich „Osobowości”, jakie zaistniały w ciągu siedmiu lat w „Przeglądzie Gazowniczym”, wynika, że zaledwie

kilka kobiet dostało tego zaszczytu. Całe szczęście, że w Radzie Programowej naszego kwartalnika jest 50% wspaniałych Koleżanek, co daje nadzieję, że realizacja zaleceń unijnych – przynajmniej w tej sprawie – już jest wykonana. Znacznie gorzej jest z implementacją trzeciego Pakietu Energetycznego, z którego najważniejszy dokument dla branży – „Dyrektywa gazowa” – weszła już formalnie w życie 3 marca 2011 roku, a tymczasem Polska tłumaczy się Komisji Europejskiej z niewykonania poprzednich przepisów unijnych.

„Uzasadniona opinia KE” z 6 kwietnia 2011 roku podnosi m.in., że chociaż polskie władze informowały w swojej wypowiedzi sprzed dwóch lat, iż rozpatrują „wycofanie taryf dla przedsiębiorstw”, do tej pory nie poczyniono w tym kierunku żadnych kroków. Z rozważań Trybunału Sprawiedliwości UE wynika, że powinno istnieć zróżnicowanie grup odbiorców, zwłaszcza beneficjentów komercyjnych i odbiorców prywatnych (indywidualnych). Zdaniem KE, rozszerzając zakres stosowania cen regulowanych na odbiorców biznesowych, Polska ogranicza swobodę ich wyboru tylko do tych przedsiębiorstw, które oferują gaz po cenach uprzednio zatwierdzonych przez prezesa URE. Odbiorców biznesowych pozbawia się w ten sposób możliwości wyszukania na unijnym rynku gazu dostawców oferujących korzystniejsze ceny, które nie zostały zatwierdzone przez prezesa URE.

Z uzasadnionej opinii wynika m.in., że system cen regulowanych na polskim rynku gazu nie spełnia wszystkich kryteriów zgodności z prawem unijnym. Tylko szczęśliwy zbieg okoliczności i unijne prawo zwyczajowe powodują, że w okresie prezydencji danego państwa nie jest ono pozywane przed Trybunał Sprawiedliwości, mimo iż wszyscy analitycy wskazują na zasadność zmian systemu taryfowania gazu ziemnego i odejścia od wyznaczania cen na gaz jak za towar. Jak zwykle, polityka zwycięża z ekonomią.

Polskie gazownictwo rozwija się mimo krepującego go gorsetu niezwykle skomplikowanej nadbudowy i nadregulacji prawnej, co dobitnie wykazały kwietniowe Targi EXPO-GAS w Kielcach, na których sukcesy odnosiły technologie podnoszące branżowy prestiż i udowadniające, że polskie firmy są w czołówce innowacyjności branży i są realnie gotowe wspomóc polską energetykę w rysującym się coraz bardziej kryzysie elektroenergetycznym. Dodatkowo, tzw. lekcja energetyki jądrowej (patrz: wycofywanie się Niemiec z energii jądrowej i zapowiedź podobnych działań we Włoszech) powoduje, że planowane referendum w tej sprawie w Polsce może mieć przeogromne negatywne skutki dla bilansu paliwowo-energetycznego.

Jednak w sytuacji odwlekania i przesuwania w czasie wprowadzenia koniecznych krajowych regulacji prawnych polskie gazownictwo może nie podołać rosnącym potrzebom krajowego rynku energii.

Andrzej Schoeneich
dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka
– Górnosląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Włodzimierz Kleniewski
– Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

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

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

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

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

Joanna Zakrzewska
– Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

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

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

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Nakład 2700 egz.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Współpraca wyszehradzka w zakresie energii w kontekście polskiej prezydencji w Radzie UE**
– analiza przygotowana przez Macieja Kołaczkowskiego i Patrycję Niemczyk-Favaro, specjalistów z MSZ
- 10 **Znaczenie gazownictwa dla realizacji wymagań europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej**
– omawia Maciej Sokołowski, dyrektor wykonawczy Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji
- 12 **Wdrażamy reguły wewnętrznego rynku energii w Unii Europejskiej**
– stwierdza w wywiadzie Piotr Woźniak, szef Rady Administracyjnej ACER
- 14 **Biała Księga CNG** – Gerard Bartłomiejczyk analizuje polskie kłopoty z CNG



NASZ WYWIAD

- 17 **Kogeneracja gazowa to przyszłość rynku energii** – uważa Andreas Potetzki z E.ON Ruhrgas AG

PRAWO

- 18 **Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych w praktyce** – problem analizują Wojciech Bigaj i Adam Wawrzynowicz, radcy prawni
- 48 **Bariery i uwarunkowania rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce**
– omawia Daniel Hawrylkiewicz

17

PUBLICYSTYKA

- 20 **Prawne aspekty polsko-rosyjskiej umowy gazowej** – analiza dr. Marcina Nowackiego, radcy ministra w MSZ
- 24 **Smart metering w elektroenergetyce** – Adam Babś i Piotr Begier z PTPIREE piszą o pilotażowych wdrożeniach programu
- 27 **Izolacje – lepiej już było** – problemy związane z ochroną antykorozyjną w gazociągach porusza Adam Cymer

EXPO-GAS 2011

- 28 **Kierunki rozwoju rynku gazu w Polsce** – podsumowanie konferencji towarzyszących targom prezentują Jan Sas i Andrzej Sikora
- 30 **Nagrody Targów EXPO-GAS 2011** – omawia Jacek Jaworski

PGNiG SA

- 32 **KPMG Kosakowo – większe bezpieczeństwo energetyczne Polski**
– o nowej inwestycji pisze Małgorzata Olczyk

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 34 **Nowe gazyfikacje przy udziale środków unijnych w DSG**
– omawia Sławomir Matkowski
- 36 **GSG została wyróżniona w konkursie „Mama w pracy”** – pisze Maja Girycka
- 38 **Świąteczny rozwój sieci gazowej** – omawiają Małgorzata Świtakowska, Marcin Sykułski i Michał Grabek
- 40 **Platforma dla dostawców** – o platformie przetargowej w MSG piszą Małgorzata Ozdarska i Paweł Gałecki
- 42 **Pogoda dla kogeneracji** – Katarzyna Wróblewicz i Alina Stasiak piszą o nowej inwestycji w MPEC w Olsztynie
- 44 **Trudne inwestycje w WSG** – opisuje Leszek Łuczak



30

GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Projekt budowy laboratorium do wzorcowania gazomierzy** – omawiają Eliza Dyakowska i Paweł Szufleński

OSOBOWOŚĆ

- 54 **Pani od inwestycji** – Adam Cymer kreśli sylwetkę Beaty Oczkowicz

G.EN GAZ ENERGIA SA

- 56 **Wpływ europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej na rozwój branży gazowej**
– omawia dr Bernard Rudkowski, prezes G.EN GAZ ENERGIA SA

SPORT

- 58 **III Międzynarodowe Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa PGNiG** – omawia Renata Łatanik

Na okładce: Geostacjonarna pływająca platforma FPSO. To największe na świecie urządzenie już w drugiej połowie roku rozpocznie pracę na złożu Skarv i tym samym PGNiG SA będzie pierwszą polską spółką wydobywającą ropę i gaz na skalę przemysłową na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Fot. PGNiG

Z życia Izby Gazownictwa

Drugi kwartał rozpoczęliśmy VI edycją Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Kielcach, które odbyły się 13–14 kwietnia 2011 roku. Z przyjemnością stwierdzamy, iż z biegiem lat zainteresowanie targami jest coraz większe, o czym świadczy zarówno rosnąca liczba wystawców (krajowych i zagranicznych), jak i zwiedzających. W roku 2011 po raz pierwszy powierzchnia wystawiennicza przekroczyła 2000 m², a liczba wystawców wyniosła 110, z czego ok. 40 firm wystawiło się po raz pierwszy. Nie mniejszym zainteresowaniem cieszyły się tradycyjnie towarzyszące targom konferencja i warsztaty szkoleniowe, w których łącznie udział wzięło około 300 osób (więcej na str. 28–31). Następne targi odbędą się w Kielcach za dwa lata – 17–18 kwietnia 2013 r.

Izba Gospodarcza Gazownictwa działała również na innych polach, m.in. pod koniec maja 2011 r. zaapelowała ponownie o decyzje mające na celu zakończenie prac legislacyjnych i wydanie nowego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (obecnie obowiązujące wydane zostało 10 lat temu). Brak znowelizowanego przedmiotowego rozporządzenia, nad którym prace trwają od jesieni 2007 roku, ma negatywny wpływ na formalnoprawne wprowadzanie nowych rozwiązań technologicznych do gazownictwa, które IGG wspiera, ustanawiając standardy branżowe zawierające najnowsze normatywy techniczne oraz rozwiązania unijne, a które muszą być zgodne z obowiązującymi polskimi regulacjami prawnymi.

W związku z potencjalnym nadmiernym obciążeniem operatorów (zarządzających infrastrukturą techniczną) w przypadku zastosowania proponowanej przez Ministerstwo Gospodarki wersji taryfikatora odszkodowań w zakresie służebności przesyłu, Izba Gospodarcza Gazownictwa wraz z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zaproponowały algorytm wyznaczania wysokości odszkodowań za ustanowienie korytarzy przesyłowych dla sieci dystrybucyjnych i ciepłowniczych. Izby zaproponowały, by rozwiązania te wraz z uzasadnieniami zostały wykorzystane w kolejnej wersji ustawy o ko-

rytarzach przesyłowych. Obecnie prace w tym zakresie prowadzone są na szczeblu międzyresortowym.

Izba Gospodarcza Gazownictwa podjęła również współpracę z działającym w ramach ośmiu izb gospodarczych – Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu w zakresie wprowadzenia zmian do ustawy o efektywności energetycznej i objęcia tą regulacją (tzw. białymi certyfikatami) również dużych odbiorców gazu (powyżej 10 mln m³), ponieważ narusza to m.in. uczciwe warunki konkurencji wobec dużych odbiorców innych nośników energii.

Uwzględniając prace Zespołu ds. Liberalizacji Rynku, Izba Gospodarcza Gazownictwa złożyła na ręce prezesa URE uwagi do projektu URE dotyczącego programu uwolnienia rynku gazu, wyrażając opinię, że proponowane „**Badanie rynku gazu ziemnego**” poprzez bezpośredni dialog z zainteresowanymi firmami (odbiorcami) jest potrzebne i służy otwarciu polskiego rynku gazu. Niemniej jednak projekt ankiety w tej sprawie należy przepracować, aby uniknąć niejasności, które mogą wprowadzać w błąd zainteresowanych.

W czerwcu 2011 r. IGG podjęła rozmowy z zainteresowanymi stronami w sprawie wspólnego wykonania niezwykle ważnego dla gospodarki narodowej „**Studium rozwoju systemów elektroenergetycznego oraz gazowego Polski w średnim i długim okresie.**” Celem studium będzie przeanalizowanie potencjalnych możliwości i systemowych uwarunkowań rozwoju energetyki gazowej w Polsce i wskazanie niezbędnych propozycji zmian w kolejnej „**Polityce energetycznej Polski do 2035 roku.**”

W drugim kwartale br. Izba Gospodarcza Gazownictwa i PGNiG SA wystąpiły do ministerstw Gospodarki i Środowiska oraz kilku izb gospodarczych ze wspólną inicjatywą porozumienia w zakresie promowania ekologicznie czystych paliw w transporcie drogowym, w tym rozwoju wykorzystania gazu ziemnego w postaci sprężonej. Projekt uzyskał wstępne poparcie Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Środowiska. Obecnie czekamy na odpowiedź pozostałych uczestników porozumienia w sprawie tej propozycji.



Agnieszka Rudzka

Z przyjemnością informujemy również, iż pod koniec maja Izba Gospodarcza Gazownictwa otrzymała podziękowanie od prezesa URE za włożony trud w pracę, zarówno w ramach zespołu roboczego, jak i publicznej dyskusji, nad wypracowaniem wspólnego stanowiska **w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku** (ww. dokument jest zamieszczony na stronie internetowej URE). Serdecznie dziękujemy za współpracę w tym zakresie Zespołowi ds. Smart Meteringu działającemu przy IGG.

Izba Gospodarcza Gazownictwa we współpracy z PGNiG SA i PGNiG Energia SA wydały kwartalnik „**Energetyka Gazowa**”, którego pierwszy numer ukazał się w kwietniu br. Wierzymy, iż dzięki wspólnemu zaangażowaniu stanie się on w przyszłości dla samorządów i sektora gazowniczego cennym wspólnym forum wymiany informacji i wiedzy w zakresie budowania bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym, a w efekcie przyczyni się do wsparcia samorządów w budowaniu lokalnej polityki gazo-energetycznej. Wierzymy, iż dzięki podjętej inicjatywie PGNiG Energia SA okaże się dla samorządów terytorialnych cennym partnerem w przygotowaniu strategii rozwoju lokalnej polityki energetycznej, zarówno jako doradca, partner, jak i współinwestor w realizacji inwestycji kogeneracji rozproszonej. ■

Refleksje klimatyczno-energetyczne

W Warszawie odbyła się VII Międzynarodowa Konferencja NEUF 2011 – *New Energy User Friendly*, ważna o tyle, że była podsumowaniem prac Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji, w którym my (jako gazownictwo) mamy również swój udział.

Z obowiązku dodajmy, że rada zakończyła pracę nad tzw. Zieloną Księgą (identyfikacja problemów) i mapami drogowymi (kierunkowe plany działań). Kończą się prace nad Białą Księgą (wytyczne do szczegółowych rozwiązań). Rada będzie wykorzystywana w dalszych pracach rządu, zwłaszcza przy tworzeniu Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej.

W związku z wagą wielu poruszonych zagadnień warto odnotować kilka najważniejszych spostrzeżeń:

3 x 20

Społeczna Rada Narodowego Programu Emisji – mimo czasem dużych rozbieżności w spojrzeniu na konkretne kwestie – zaprezentowała bardzo pragmatyczne podejście do zagadnień

związanych z problematyką redukcji emisji w Polsce. Polityka UE 3 x 20 jest faktem dokonany i zamiast ją kontestować (niezależnie od istniejących wątpliwości), na poziomie krajowym należy działać w najbardziej efektywny sposób, umożliwiający osiągnięcie celów unijnych w możliwie najmniej odczuwalny sposób zarówno dla ludzi, jak i gospodarki (kolejność nieprzypadkowa).

Optymizm

Reprezentowany jest głównie przez Brukselę, która zachęca, aby Polska była „eksporterem” innowacji w zakresie zmniejszenia emisyjności do krajów pozaeuropejskich (zgazowanie węgla, CCS). Bruksela również prezentuje bardzo ambitne założenia w zakresie oszczędności energii, np. zmniejszenia energochłonności gospodarstw domowych aż o 22% dzięki wprowadzeniu inteligentnego opomiarowania. Nasze założenia (np. PSE Operator) mówią o skromnych 2,5% (bez uwzględnienia systemów zarządzania popytem). Kto ma rację?

Carbon leakage

to największe zagrożenie dla Polski, wynikające z restrykcyjnej (emisyjnie) polityki UE. *Carbon leakage* polega na „ucieczce” przemysłów energochłonnych i emisjogennych z krajów, w których występują koszty związane z emisją CO₂ – do krajów, w których efektywność tych przemysłów na skutek braku takich opłat może być znacznie wyższa (Europa Wschodnia, Chiny, Indie itp.). W oczywisty sposób przekłada się to na wzrost bezrobocia i zmniejszenie wzrostu PKB w krajach dotkniętych *carbon leakage*. Polska jest na czele listy państw UE zagrożonych tym zjawiskiem (gospodarka oparta na węglu) – prawie 10% na szego zatrudnienia dotyczy tych wrażliwych sektorów przemysłowych. Ocenia się, że może to wpłynąć na spadek polskiego PKB o około 1,4%, nawet do 2,2% i wzrost bezrobocia o 0,5%–2,0%. Wskaźniki te dla innych państw UE są kilkakrotnie korzystniejsze. Pewną możliwością „ratunkową” jest mechanizm „elastycznego handlu i offsetu”, pozwalający na przenoszenie redukcji emisji pomiędzy różnymi sektorami oraz poza UE. Co prawda, wolniej spada redukcja w Polsce/Europie, ale rośnie redukcja CO₂

KRONIKA (kwiecień – czerwiec 2011 r.)

• **Zasoby gazu ziemnego w okolicy Kutna szacowane są na około 100 mld m³.** Trwają prace przygotowawcze do wykonania pierwszego odwiertu. Wiercenia będą prowadzone do głębokości 6,5 kilometra, co oznacza, że będzie to jeden z najgłębszych odwiertów wykonywanych na terenie Polski. Prace rozpoczną się w sierpniu br. Od rezultatów pierwszego odwiertu będą zależały kolejne inwestycje na tej koncesji. Wyniki będą znane w 2012 roku. Funkcję operatora na tej koncesji pełni amerykańska FX Energy, która – podobnie jak PGNiG SA – ma w niej 50 procent udziałów.

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

24 maja br. Zarząd IGG ustanowił nowy standard techniczny: ST-IGG-1501:2011; Filtry do stosowania na sieciach gazowych.

W drugim kwartale br. odbyły się również cztery konferencje uzgadniające dla następujących standardów technicznych:

- ST-IGG-0503:2011; *Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach (10.05.2011 roku),*
- ST-IGG-1101:2011; *Połączenia PE/stal dla gazu ziemnego wraz ze stalowymi elementami do włączników oraz elementami do przyłączy (26.05.2011 r.),*
- ST-IGG-1001:2011; *Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne (07.06.2011 r.),*

• **Prof. dr Stanisław Rychlicki ponownie przewodniczącym Rady Nadzorczej PGNiG SA.** 5 maja 2011 r. ukonstytuowała się powołana na kolejną trzyletnią kadencję Rada Nadzorcza PGNiG SA. Przewodniczącym ponownie został prof. Stanisław Rychlicki, wiceprzewodniczącym Marcin Moryń, a sekretarzem Mieczysław Kawecki. W nowej radzie zasiądą również: Grzegorz Banaszek, Agnieszka Chmielarsz, prof. Mieczysław Puławski oraz Jolanta Siergiej.

• **Dywidenda za 2010 rok w wysokości 12 groszy na akcję** wypłacana akcjonariuszom pochodzi z zysku bilansowego PGNiG SA, który wyniósł 1702,1 mln zł.

• ST-IGG-1002:2011; *Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania (07.06.2011 r.),*

• ST-IGG-1003:2011; *Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania (07.06.2011 r.),*

• ST-IGG-1004:2011; *Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania (07.06.2011 r.)*

Przewidujemy, iż standardy te zostaną ustanowione i przyjęte przez Zarząd IGG jeszcze w okresie wakacyjnym. Informacje te ukażą się na stronach internetowych IGG.

W ankiecie firm członkowskich znajdują się obecnie projekty następujących standardów:

- ST-IGG-0205:2011 „Ocena jakości gazów ziemnych – Część 1: Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego”
- ST-IGG-0204:2011; *Urządzenia elektroniczne*

poza Europą. Wydaje się to logiczne – emisja CO₂ nie uznaje przecież granic państwowych, a problemy ochrony środowiska są problemami globalnymi, a nie europejskimi, a mimo to mechanizm ten nie znajduje uznania w Komisji Europejskiej. Ze zdumieniem należy odnotować, że w materiałach unijnych, wśród regionów narażonych na zjawisko *carbon leakage*, nie znalazł się żaden region z Polski.

Derogacja

Wyłączenie Polski (a raczej przesunięcie w czasie) z konieczności kupowania uprawnień do CO₂ na rzecz darmowych uprawnień. Być albo nie być dla sektora energetycznego. Nadzieja czy zagrożenie?

Błękitne certyfikaty

Ciekawy, choć nie nowy pomysł rady na intensyfikację inwestycji w energetyce, będący rodzajem nagrody dla firm energetycznych rzeczywiście inwestujących w nowe moce wytwórcze.

Blackout

Zjawisko, które może stać się realne po roku 2016. Wiadomo, że polska energetyka systemowa wymaga grun-

townej modernizacji i odbudowy mocy wytwórczych. Przedstawiono analizy (Ernst & Young), z których wynika, że w dyspozycji polskich grup energetycznych są/będą znaczące i wystarczające środki, aby w najbliższych 10 latach sfinansować potrzeby inwestycyjne sektora szacowane na 130 mld zł. Warunkiem koniecznym jest jednak racjonalna polityka dywidendowa państwa (największego udziałowca tego sektora). Wypłata dywidendy w wysokości 50% wypracowanych zysków skutkuje obniżeniem możliwości inwestycyjnych do 83 mld zł. Prof. Żakowski zadał jednak retoryczne pytanie „ile mamy podpisanych nowych, dużych kontraktów inwestycyjnych/wykonawczych w tym zakresie? Zero”. Prądu od samych planów nam nie przybędzie.

CCS

Unijny koń trojański czy szansa dla Polski? Interesujący dwugłós (PGE, Tauron). Tym razem bardziej ostrożnie i zrównoważone spojrzenie na problem wychwytywania i składowania CO₂. PGE w dalszym ciągu realizuje projekt dla elektrowni Bełchatów, niemniej pozostaje otwarte pytanie (pomijając kwestie technologii samego składowa-

nia) o ekonomikę procesu CCS. Jedynie bardzo wysokie ceny emisji w przyszłości – około 70–80 euro za tonę CO₂ oraz dofinansowanie zewnętrzne pozwolą na zamknięcie ekonomiki tego projektu. Dodajmy, że projekt ten dotyczy jedynie 30% emisji generowanej przez Bełchatów. Bardziej radykalny był Tauron, informując, że właśnie z powodów ekonomicznych, w tym nieuzyskania unijnego wsparcia finansowego w wysokości 50%, zrezygnował z uprzednio planowanego dużego projektu CCS.

Gazownictwo

Za mało obecne podczas konferencji. Incydentalnie przywoływane w kontekście wykorzystania gazu jako paliwa dla elektrowni. Energetycy i decydenci jeszcze nie dostrzegają (niestety) potencjału sektora gazowego i możliwości, jakie daje energetyka rozproszona oparta na gazie. Sporo do zrobienia w tym względzie. I przez sektor, i przez decydentów. ■

dr. inż. Dariusz Dzirba

PGNiG SA

członek Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji – Grupa Robocza ds. Bezpieczeństwa i Paliw

● Komisja Europejska poinformowała 7 kwietnia br. o skierowaniu do Polski tzw. uzasadnionej opinii w sprawie zniesienia regulacji cen gazu dla końcowych odbiorców. To ostatnie ostrzeżenie przed skierowaniem przez Brukselę sprawy do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości.

● Jesienią br. PGNiG SA będzie pierwszą polską spółką, wydobywającą ropę i gaz za granicą na skalę przemysłową. PGNiG SA kończy przygotowania do wydobycia ropy i gazu ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). W maju na miejsce odwiertów dopłynęła specjalna geostacjonarna pływająca platforma FPSO. Jest to największe tego typu urządzenie na świecie, operujące w trudnych warunkach pogodowych. Produkcja, zgodnie z planem, rozpocznie się już w drugiej połowie tego roku.

● PGNiG SA sprzedało akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie za 148 mln zł. W okresie posiadania tych akcji PGNiG SA otrzymało z tytułu dywidendy 4,08 mln zł. Tak korzystna sprzedaż akcji umożliwi realizację zysków z inwestycji średnioterminowej. Uwolnione w ten sposób środki finansowe wesprą procesy inwestycyjne PGNiG SA w sektorze elektroenergetycznym, a zwłaszcza planowane akwizycje.

● GAZ-SYSTEM S.A. oraz niemiecki ONTRAS-VNG Gastransport GmbH podpisały porozumienie określające zasady współpracy w zakresie udostępnienia dodatkowej przepustowości w punkcie Lasów z kierunku Niemiec do Polski. Obecnie zdolność przesyłowa punktu Lasów po stronie polskiej wynosi ok. 1,0 mld m³ gazu rocznie. W wyniku prowadzonych działań modernizacyjnych możliwe będzie zwiększe-

Prof. Maciej Kaliski 15 czerwca br. został podsekretarzem stanu w Ministerstwie Gospodarki. Będzie odpowiadał za sektor energetyczno-paliwowy i górnictwo. Od października 2008 r. kierował Departamentem Ropy i Gazu.

nie przepustowości tego punktu do 1,5 mld m³ rocznie. Zakończenie prac w polskim systemie przesyłowym planowane jest na grudzień br., a udostępnienie dodatkowej przepustowości w punkcie Lasów planowane jest na styczeń 2012 roku.

● GAZ-SYSTEM S.A. zajął pierwsze miejsce w kategorii „Dużych firm” w badaniu Najlepsi Pracodawcy 2011 w Europie Środkowo-Wschodniej, przeprowadzonym przez firmę Aon Hewitt.

● Krajowa Izba Gospodarcza wyraziła poważne zaniepokojenie skutkami i kosztami wdrożenia w Polsce od roku 2013 postanowień pakietu klimatyczno-energetycznego, związanych nie tylko z zakupem uprawnień emisyjnych na aukcji. Wprowadzenie w życie wszystkich zasad pakietu klimatyczno-energetycznego – twierdzi KIG – będzie miało niekorzystny wpływ na polską gospodarkę. Wdrażanie w takiej sytuacji pakietu klimatyczno-energetycznego bez mechanizmów kompensujących wzrost kosztów stanowi strategiczne zagrożenie dla całych sektorów polskiej gospodarki ze względu na skumulowanie się wielu niekorzystnych zjawisk. Temu zagrożeniu należy się stanowczo dokończenie na str. 52

Tematem wydania bieżącego numeru uczyniliśmy problemy, które znalazły się w agendzie polskiej prezydencji w Radzie UE, a które są kluczowe dla polskiej gospodarki i dla tak ważnego jej segmentu, jak sektor gazowniczy.

Poruszamy problem rozwoju infrastruktury gazowniczej w Europie, bo chcemy poważnie uczestniczyć w budowie wewnętrznego rynku energetycznego UE. Bez połączenia polskiego rynku z europejskim, bez powstania nowych korytarzy transeuropejskich, tworzących infrastrukturę dla dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia, jednolity i bezpieczny rynek nie powstanie.

Wizja jednolitego rynku energii UE to również kwestia regulacji tego rynku, regulacji narodowych, ale też regulacji wspólnotowej. I stawiamy kwestię – czy przyszłościowy model to nadregulacja rynku dla samej zasady czy budowanie sprawności rynku poprzez unifikację różnych modeli, umożliwiającą rzeczywiste tworzenie jednolitego rynku, zliberalizowanego, prawdziwie konkurencyjnego, o wspólnym modelu bilansowania i funkcjonowania operatorów sieci przesyłowych.

Poruszamy kwestie związane z pakietem klimatyczno-energetycznym, który w Polsce stał się przedmiotem pracy tak poważnego gremium jak Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji, gromadząca polityków, ale też ekspertów rynku energii, naukowców, przedstawicieli organizacji pozarządowych, angażujących się w realizację celów klimatycznych. Omawiamy wyniki ich pracy w przekonaniu, że tworzą wszechstronny pakiet propozycji dla kolejnych działań – regulacji egislacyjnych i dokumentów strategicznych dla polityki energetycznej państwa, wypełniających wymogi europejskiej polityki klimatycznej, ale bez ulegania nadmiernej rygorystyce unijnemu, grożącemu polskiej gospodarce. Ubolewamy jednocześnie, że zarówno Zielona, jak i dopracowywana właśnie Biała Księga, która ma się stać podstawowym dokumentem budującym rządowy program gospodarki niskoemisyjnej, w nazbyt ograniczony sposób lokując gaz ziemny jako najbardziej przyszłościowe paliwo dla gospodarki niskoemisyjnej. Doświadczenia rynku niemieckiego wskazują, że gaz ziemny jest najlepszą alternatywą nie tylko dla energetyki tradycyjnej, ale także dla energetyki jądrowej. Może warto takie spojrzenie na rynek energii, zmierzający ku decentralizacji wytwarzania w kogeneracji gazowej, wziąć poważnie pod uwagę.

Rozumiemy, że prezydencja jest przede wszystkim wielką szansą dla Polski, by pokazać, że jesteśmy w stanie jako państwo przewodzić ogólnoeuropejskiej debacie w kluczowych dla przyszłości sprawach, jako odpowiedzialny i sprawny moderator, ale także mediator w dochodzeniu do konsensusu. Ale zważywszy na program polskiej prezydencji, powinniśmy szczególnie wnikliwie i z dużą wrażliwością potraktować te sprawy, które dla nas ważą najbardziej – sprawy gospodarcze.

Adam Cymer

WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA GRUPY WYSZEHRADZKIEJ

W lutym 2010 roku w Budapeszcie szefowie państw Grupy Wyszehradzkiej podpisali deklarację o współpracy energetycznej, do której przyłączyli się przedstawiciele Rumunii, Chorwacji, Austrii, Bośni i Hercegowiny, Bułgarii, Serbii oraz Słowenii. Deklaracja określa dwa główne cele strategiczne dla współpracy wyszehradzkiej w dziedzinie energii. Chodzi o stworzenie korytarza energetycznego (przede wszystkim gazowego) na linii północ-południe oraz zacieśnienie współpracy przy formułowaniu polityki energetycznej UE.

Korytarz przesyłu gazu na linii północ-południe, gdzie na jednym końcu znajdzie się terminal LNG w Świnoujściu, po drodze gazociąg Nabucco, a na drugim końcu terminal LNG na wyspie Krk (Chorwacja) lub/i w Konstancy (Rumunia), jest flagowym projektem Grupy Wyszehradzkiej we współpracy z pozostałymi zainteresowanymi krajami (tzw. V4+). Koncepcja ta polega – poza budową terminali LNG – na budowie brakujących połączeń między systemami zaangażowanych krajów i wykorzystanie już istniejącej infrastruktury, bez konieczności realizacji projektów wielkoskalowych. Integracja sieci przesyłowych ma zaowocować integracją rynków i powstaniem regionalnego rynku gazu oraz wzrostem bezpieczeństwa dostaw. Powstanie rynku regionalnego może mieć pozytywny wpływ na szanse realizacji innych projektów dywersyfikacyjnych, w tym gazociągu Polska-Dania (Baltic Pipe). Ważnym elementem jest też perspektywa uzyskania przez region dostępu do spodziewanej produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce.

Wraz z początkiem lipca 2011 r. przewodnictwo w Grupie Wyszehradzkiej przejmą Czechy. Do tego czasu sfinalizowane zostaną prace związane ze specyfikacją konkretnych projektów, które miałyby się złożyć na planowany korytarz. Chodzi o określenie tras, przepustowości, terminów itd.

Trzy główne elementy korytarza na terytorium Polski, poza inwestycjami w rozwój sieci krajowej, to terminal LNG w Świnoujściu, połączenia Polska-Czechy i Polska-Słowacja. W ramach przedłużenia korytarza na północ jest też analizowane połączenie Polska-Dania. Wszystkie wymienione projekty są realizowane – lub przygotowywane do realizacji – przez OGP GAZ-SYSTEM, operatora systemu przesyłowego w Polsce.

W ostatnim roku dokonał się duży postęp odnośnie do każdego z powyższych projektów. W marcu 2011 r. rozpoczęto budowę terminalu LNG, którego ukończenie planowane jest na czerwiec 2014 roku. Uruchomienie połączenia Polska-Czechy planowane jest na przełom września i października bieżącego roku. Natomiast jeśli chodzi o połączenie Polska-Słowacja, operatorzy systemów przesyłowych w styczniu 2011 r. rozpoczęli przygotowanie studium wykonalności i określenie warunków biznesowych dla jego realizacji.

WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA GRUPY WYSZEHRADZKIEJ NA FORUM UE

Realizując priorytety zidentyfikowane w deklaracji z Budapesztu, ministrowie właściwi ds. energii państw Grupy Wyszehradzkiej, we wrześniu 2010 roku wystosowali list do Gün-

Współpraca wyszehradzka w zakresie energii

w kontekście polskiej prezydencji w Radzie UE

Maciej Kończowski, Patrycja Niemczyk-Favaro

tera Oettingera, komisarza ds. energii, w którym zaprezentowano stanowisko V4 względem rozwoju infrastruktury energetycznej. Poza podkreśleniem istotnej roli polityki spójności w tym zakresie, zaprezentowano koncepcję korytarza gazowego północ-południe. W wyniku tych działań korytarz północ-południe stał się jednym z priorytetów komunikatu ws. pakietu infrastrukturalnego¹.

W następstwie J. M. Barroso, przewodniczący KE, i liderzy zainteresowanych państw, w lutym 2011 roku powołali Grupę Wysokiego Szczebla, który pod egidą KE prowadzi analizę – również w sektorach ropy naftowej i elektryczności – możliwości wzmocnienia współpracy regionalnej w Europie Środkowo-Wschodniej w zakresie rozwoju i integracji sieci, dywersyfikacji źródeł i szlaków dostaw w celu rozwoju rynku i wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. W jej skład wchodzi przedstawiciele administracji rządowej Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Rumunii i Bułgarii. Chorwacja ma w ww. grupie status obserwatora.

Obecnie grupa przygotowuje plan działań (publikacja planowana na wrzesień/październik 2011 roku), w zakresie współpracy regionalnej i rozwoju połączeń międzysystemowych, łączących Morza Bałtyckie, Adriatyckie i Czarne. Grupa posiada kompetencje do wskazania projektów realizujących politykę energetyczną UE pod kątem wyłonienia w regionie „projektów leżących w europejskim interesie”, określenia wpływu rozwoju infrastruktury z perspektywy UE, wskazania przeszkód realizacji projektów w regionie (także spoza listy projektów priorytetowych – wskazanie barier regulacyjnych, proceduralnych itp., których usunięcie będzie skutkowało polepszeniem warunków inwestycyjnych) i potencjalnych źródeł ich finansowania oraz następnych kroków do wykonania we współpracy z KE. Planuje się udzielenie poparcia dla planu działań na poziomie Rady ds. Energii na posiedzeniu 24 listopada 2011 roku, podczas której odbędzie się także prezentacja pakietu infrastrukturalnego KE, zawierającego plany rozwoju infrastruktury energetycznej w całej UE.

W sektorze gazu zakres pracy ma służyć również zapewnieniu transparentności i integralności rynków, umożliwieniu fizycznych i wirtualnych możliwości przesyłu wstecznego, odpowiedniego taryfowania, wyceniania i alokowania przepustowości oraz zarządzania ograniczeniami. Ponadto, zgodnie z EIP „projekty leżące w europejskim interesie”, zidentyfikowane przez grupę, być może uzyskają wsparcie finansowe UE w przyszłej perspektywie budżetowej Unii Europejskiej. W sektorze elektroenergetycznym również spodziewa-

na jest możliwość uzyskania wsparcia finansowego UE, natomiast odnośnie do ropy naftowej KE przewiduje raczej udzielenie wsparcia w innej, niefinansowej formie, np. tzw. *labelling*.

Obecnie finalizowany jest wstępny raport, który ma zidentyfikować główne braki infrastrukturalne oraz bariery dla ich rozwiązania. Dla gazu ziemnego głównym problemem jest uzależnienie importowe i od jednego dostawcy oraz brak połączeń międzysystemowych. W sektorze ropy naftowej główne obawy podnoszone są w kontekście niepewności utrzymania w długim okresie ciągłości dostaw ropociągami Družba – północną, a przede wszystkim jego południową nitką.

Dla regionu bardzo ważne są prace w zakresie elektryczności. Główne przepływy elektroenergetyczne w regionie Europy Środkowo-Wschodniej obserwowane są obecnie z kierunku północnego na południe. Problematiczną kwestią jest negatywny skutek wywierany na sieci przez przepływy kołowe powodowane przez źródła odnawialne w sąsiednich Niemczech (głównie generowane na Morzu Północnym) i braki infrastrukturalne systemu niemieckiego. Moce te mają negatywny wpływ na sieci przesyłowe Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Chorwacji i Słowenii. *Loop flows* utrudniają zarządzanie przepływami energii oraz blokują wydolność systemu elektroenergetycznego do przesyłania energii w celach handlowych.

Dodatkową niepewność powoduje ostatnia decyzja rządu niemieckiego dotycząca rezygnacji z energetyki jądrowej i zwiększenia udziału w *energy-mix* Niemiec energetyki odnawialnej. Decyzja ta z całą pewnością nie pozostanie bez wpływu na unijny system elektroenergetyczny, *energy-mix* państw członkowskich i politykę klimatyczną.

W tym kontekście pozostaje do przesądzenia w trakcie prac grupy kwestia kryteriów wyboru priorytetów inwestycyjnych. Dla regionu ważne jest, aby projekty wybierane były według klucza zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i stworzenia sprawnie działającego rynku w ramach regionu, a więc aby wypełniały cele wynikające z Traktatu Lizbońskiego i trzeciego pakietu liberalizacyjnego (projekty służące wymianie energii zarówno w sytuacji kryzysowej, jak i *business as usual*). Z uwagi na problemy z pozyskiwaniem środków na ten cel od odbiorców energii region nie może pozwolić sobie obecnie na realizację projektów nieprzynoszących mu bezpośrednio korzyści. Kosztowne połączenia transgraniczne

Dokończenie na str. 16

Znaczenie gazownictwa dla realizacji wymagań europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej

Maciej M. Sokołowski

W 2009 r. europejska polityka klimatyczno-energetyczna z fazy idei przerodziła się w konkretny obowiązek obwarowany licznymi regulacjami prawnymi. W wyniku wcześniejszych ustaleń politycznych przyjęto forsowany przez prezydencję francuską wypracowany zestaw aktów prawnych ujętych w ramy tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego.

Na państwa członkowskie Unii Europejskiej nałożone zostały jednostkowe cele określone zbiorczym mianem „3x 20%”. Dotyczą one trzech zasadniczych dla Unii Europejskiej obszarów aktywności, tj. zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w bilansie energii końcowej, redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do roku 1990 r. oraz poprawy efektywności energetycznej.

W rezultacie cele polityki klimatyczno-energetycznej UE, w tym wskazanego pakietu, prowadzą do preferowania przez Unię Europejską technologii niskoemisyjnych oraz wysokosprawnych (efektywnych). W tym kontekście zaznaczyć należy, iż gazownictwo jest jedną z alternatyw możliwych do zastosowania przez państwa członkowskie przy tworzeniu miks energetycznego.

GAZOWNICTWO DLA ELEKTROENERGETYKI

Z kwestią bilansu energetycznego wiąże się fakt, iż wykorzystanie gazu do produkcji energii elektrycznej znajduje swoje miejsce w ramach wszystkich trzech celów z „3x20%”. Jest to niewątpliwym atutem technologii gazowych, który sprawia, że w obliczu restrykcyjnych kierunków rozwoju europejskiej polityki energetycznej, uwarunkowanej postanowieniami klimatycznymi, źródła wytwarzające energię elektryczną z wykorzystaniem gazu stają się ważnym elementem struktury energetycznej państw Unii Europejskiej.

Po pierwsze, źródła gazowe są źródłami niskoemisyjnymi. Pozwalają one wypełnić obligacje europejskie dotyczące redukcji gazów cieplarnianych.

Po drugie, elektrownie gazowe cechują się dużą sprawnością procesów energetycznych. W nowoczesnych rozwiązaniach sprawność elektryczna turbiny gazowej w układzie kombinowanym osiąga 60%, a sprawność całkowita wynosi około 80%*. Źródła te w bardziej efektywny sposób wykorzystują paliwo pierwotne, przetwarzając je na energię elektryczną, przy jego mniejszym zużyciu. W rezultacie pozwalają one na redukcję emisji, a także na optymalizację wykorzystania używanego paliwa, co można powiązać z celem Unii Europejskiej, jakim jest zwiększenie efektywności energetycznej.

Po trzecie, elektrownie gazowe mają duże znaczenie w kontekście przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nowych źródeł odnawialnych. Źródła te są ważnym elementem systemu elektroenergetycznego, ponieważ pozwalają na jego stabilizację. Jest to szczególnie istotne z uwagi na charakter pracy źródeł odnawialnych (zwłaszcza wiatrowych), który nie jest regularny i cechuje się dużą zmiennością.

Energetyka oparta na gazie w przyszłości będzie odgrywać coraz większą rolę w systemach elektroenergetycznych państw Unii Europejskiej. Również Polska będzie musiała dokonać wyboru w odniesieniu do kierunków rozwoju sektora elektroenergetycznego.

Dlatego technologie gazowe dają pewne szanse, wskazane w Zielonej Księdze, opublikowanej w 2010 r. przez Społeczną Radę ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji. Z uwagi na ich systemowy charakter warto przywołać jej najważniejsze postanowienia odnoszące się do gazownictwa.

GAZOWNICTWO W POLSCE – STAN OBECNY, PROBLEMY I BARIERY ROZWOJU

Sama Zielona Księga jest zestawieniem najważniejszych problemów i barier z zakresu obszarów bezpośrednio oraz pośrednio związanych z oddziaływaniem na polską gospodarkę powszechnie obowiązujących postanowień przywołanego już pakietu klimatyczno-energetycznego. Przyjęta przez członków rady metodyka pozwoliła zestawić w ramach Zielonej Księgi obszary będące potencjalnym zagrożeniem dla dalszych prac nad programem oraz zaznaczyć wstępne rozwiązania i kierunki przyszłych działań w obszarze redukcji emisji gazów cieplarnianych i zmian klimatycznych.

Gazownictwo zostało ujęte w ramy kilku rozdziałów, z których warto przywołać chociażby rozdziały „Dywersyfikacja dostaw”, „Gazyfikacja kraju”, i „Poziom gazyfikacji Polski”. Jak zauważyli eksperci rady, w odniesieniu do sieci gazowych, w kontekście kwestii technicznych, technologicznych oraz badawczych, niezbędna jest dalsza optymalizacja projektowania i symulacji nowo projektowanych sieci w ujęciu systemowym, przy uwzględnieniu nowych materiałów i technologii. Konieczny jest również rozwój i integracja systemów teleinformatycznych wspomagających eksploatację sieci (SCADA, teleinformatyka, symulacja, prognozowanie, optymalizacja pracy, GIS, paszportyzacja itp.). Należy również dążyć do zwiększania bezpieczeństwa eksploatowanych sieci i rozwijania metod oceny stanu technicznego gazociągów, technologii remontów i renowacji oraz wykrywania nieszczelności (analizy matematyczne zarządzania ryzykiem, detekcja wycieków z użyciem nowoczesnych technologii – w tym zdalnej detekcji laserowej, metod akustycznych, magnetycznych, nawanianie gazu – w tym bezsiarkowe, inteligentne tłoki czyszczące, sondy inspekcyjne, robotyka na usługach diagnostyki stanu wewnętrznego gazociągów, ochrona katodowa *on-line*).

Spółeczna rada zwróciła również uwagę na niekorzystną strukturę wiekową sieci gazowej. Obecnie ponad połowa gazociągów jest eksploatowana przez co najmniej 30 lat. Można więc spodziewać się wzrostu liczby awarii i konieczności sukcesywnej wymiany i modernizacji sieci. Związana jest z tym również problematyka harmonogramowania i typowania gazociągów do wymiany i renowacji, a także nowych technologii renowacji, w tym bezwykopowych i nieinwazyjnych.

W odniesieniu do problematyki prawnej i organizacyjnej w Zielonej Księdze wskazano na pewne utrudnienia w realizacji inwestycji liniowych (m.in. problemy projektowe czy odszkodowawcze), jak również na zasadność zmiany niektórych regulacji wynikających z nowych technologii (zmniejszenie stref ochronnych itp.).

Ważnym elementem Zielonej Księgi jest również tematyka gazyfikacji kraju i jej poziomu. Gazyfikacja kraju – według wymienionego dokumentu – powinna być rozpatrywana w dwóch aspektach: jako podniesienie dostępności paliwa gazowego dla odbiorców (obecnie około 42%–43% w odniesieniu do terytorium kraju) oraz wzrostu udziału gazu w bilansie energii pierwotnej (obecnie ok. 13%, czyli prawie dwukrotnie mniej od średniej państw UE, wynoszącej około 24%). Średnie zużycie gazu przez odbiorcę indywidualnego w Polsce to ok. 400 m³/rocznie, tj. trzykrotnie mniej od średniej unijnej. Polski system przesyłowy składa się z 9,8 tys. km gazociągów i 14 tłoczni gazu, a system dystrybucyjny z sieci 114 tys. km gazociągów. Największymi konsumentami gazu są odbiorcy przemysłowi (zapotrzebowanie ok. 8 mld m³ rocznie), w tym głównie przemysł chemiczny. Dla porównania: odbiorcy indywidualni, stanowiący 97% wszystkich odbiorców, zużywają jedynie 3,6 mld m³ rocznie.

W zakresie gazyfikacji kraju społeczna rada również dokonała analizy najważniejszych problemów i uwarunkowań. Zaliczyć do nich można niedostosowaną i silnie nierównomierną strukturę sieci (głównie przesyłowej) wynikającą

z uwarunkowań historycznych, utrudniającą rozbudowę sieci – wiele tzw. białych plam na terenach rolniczych, głównie w rejonie północno-wschodnim i północnym kraju, brak na szerszą skalę nowatorskich rozwiązań będących synergią OZE i gazu ziemnego, oraz nowych produktów/usług na bazie gazu, jak również fakt, iż inwestycje w energetykę gazową są inwestycjami kapitałochłonnymi. Wiąże się to z szerszą problematyką finansowania inwestycji, która jest trudna do przewidzenia w odniesieniu do relacji cen gaz–energia elektryczna oraz przyszłości certyfikatów (system żółtych certyfikatów formalnie obowiązuje do końca 2012 r.).

Trzeba więc zwiększyć pojemność magazynową gazu (obecnie wynosi ona 1,6 mld m³). Jest to istotne zarówno z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak i możliwości świadczenia usług magazynowych stronom trzecim na zasadzie TPA. Z aspektem bezpieczeństwa związane są również nowe możliwości technologiczne pozyskiwania gazu (*shale gas*, *tight gas*, gazyfikacja węgla, biogazownictwo). Należy więc podjąć starania mające na celu efektywne wydobycie tych zasobów (np. procedury ułatwiające inwestorom prowadzenie działalności gospodarczej w tym zakresie).

* * *

Ważnym elementem podkreślanym zarówno w Zielonej, jak i Białej Księdze jest konieczność integracji (w zakresie systemu przesyłowego) działań z innymi operatorami systemów przesyłowych w Europie (standaryzacja w zakresie protokołów wymiany informacji itp.). Poważnym wyzwaniem jest także optymalizacja projektowania i symulacji nowo projektowanych sieci. W działaniach państwa należy ustanowić priorytet dla inwestycji strategicznych (m.in. połączenia transgraniczne, połączenia z terminalem LNG, likwidacja tzw. wąskich gardeł w systemie gazowniczym) związanych głównie z bezpieczeństwem energetycznym. Należy również dążyć do zwiększenia liczby magazynów, które pozwalają zmniejszyć sezonowe zmiany zapotrzebowania na gaz oraz nagłe, krótkotrwałe zmiany popytu odbiorców na gaz ziemny.

Najważniejsze postanowienia Białej Księgi prezentowane były podczas II Otwartego Posiedzenia Społecznej Rady ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji, które odbyło się 16 czerwca 2011 r. Tematem posiedzenia były m.in. podstawowe kierunki finansowania programu, dotychczasowy stan prac społecznej rady i ich wyniki, a także nowe zadania i kierunki działań. Nie pominięto również gazownictwa i nowego wyzwania, przed którym stoi Polska – wydobycia i wykorzystania gazu łupkowego. W kontekście nowych działań zaznaczyć należy nowy priorytet dla społecznej rady, jakim jest opracowanie różnych scenariuszy rozwoju energetyki w Polsce. Z pewnością kwestie energetyki gazowej znajdą swoje miejsce w ramach tego analitycznego opracowania. ■

Maciej M. Sokołowski,
dyrektor wykonawczy, Społeczna Rada
ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Wdrażamy reguły wewnętrznego rynku energii w Unii Europejskiej

Rozmowa z **Piotrem Woźniakiem**,
szefem Rady Administracyjnej ACER



Unijna Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), powołana rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 roku, oficjalnie rozpoczęła działalność w marcu 2011 roku. Proszę nam przybliżyć nieco rolę tej agencji i stan przygotowań do realizacji jej misji.

Agencja powiększa listę podobnych instytucji dedykowanych przemysłom sieciowym, a ściślej monopolom naturalnym, takim jak energetyka, telekomunikacja, transport kolejowy. Pomysł powołania agencji regulacyjnej poddano w okresie prezydencji niemieckiej w 2007 roku jako element trzeciego pakietu energetycznego. Zaproponowano wówczas ustanowienie jednego europejskiego regulatora. Propozycja logicznie wpisywała się w budowę wewnętrznego rynku energetycznego Unii Europejskiej, na którym obowiązują wspólne zasady. Jednak ogromne różnice w poziomie rozwoju rynków regulowanych, a przede wszystkim infrastruktury elektroenergetycznej i gazowej w krajach „starej” i „nowej” UE, nie pozwoliły na przeniesienie kompetencji regulatorów narodowych do regulatora unijnego. Pomysł mimo to nie upadł, ponieważ ostatecznie powołano agencję ds. koordynowania współpracy regulatorów na szczeblu unijnym. Prawo europejskie dopuszcza funkcjonowanie nie tylko narodowych organów regulacji energetyki, ale również regulatorów regionalnych. Gdyby taki regulator został powołany, to miałby prawo uczestniczyć w pracach agencji na zasadach ogólnych. Nie jest przesądzone, że regionalizacja rynków energii elektrycznej i gazu ma doprowadzić do integracji regulatorów, ale zmiana formuły jest jednak widoczna. Dlatego nawet w nazwie agencji (ACER) uwzględnieni są wszyscy regulatorzy energetyki, a nie tylko regulatorzy narodowi.

Agencja oficjalnie rozpoczęła działanie 3 marca 2011 roku, równocześnie z upływem terminu wdrożenia wszystkich regulacji tzw. trzeciego pakietu energetycznego, czyli dwóch dyrektyw i trzech rozporządzeń. Agencja składa się z czterech oddzielnie ukonstytuowanych organów: dyrektora i jego biura z 52 pracownikami, rady regulatorów, złożonej – jak dotąd - z przedstawicieli organów regulacyjnych z 27 krajów członkowskich, rady administracyjnej, złożonej z dziewięciu stałych członków, oraz komisji odwoławczej. Rada administracyjna sprawuje nadzór nad właściwym wypełnianiem misji i wykonywaniem zadań nałożonych na agencję. Pracami rady kieruje przewodniczący, wybierany przez członków rady w głosowaniu na dwuletnią kadencję.

Okres budowania instytucji jeszcze się nie zakończył, ponieważ nie został powołany ostatni organ ACER – komisja odwoławcza. To bardzo ważny element agencji, który zapewnia możliwość apelowania od decyzji podejmowanych przez ACER we wszystkich sprawach, w których zainteresowani uznają swój interes prawny za naruszony. Komisja Europejska, która jest kompetentna do zgłaszania kandydatów, wyjątkowo wysoko postawiła poprzeczkę w sprawie wyborów do komisji odwoławczej. Decyzję w tej sprawie podjęło kolegium wszystkich komisarzy UE na wspólnym posiedzeniu – z listy kandydatów pochodzących z publicznego ogłoszenia o naborze. 7 czerwca odbyły się konsultacje propozycji kolegium komisarzy UE z radą organów regulacyjnych. Spodziewam się, że najpóźniej we wrześniu procedura zostanie zakończona głosowaniem rady administracyjnej i ACER będzie w pełni uformowany.

Ważne, że w pracach Rady Administracyjnej ACER jest przedstawiciel Polski, bo przecież tak naprawdę ta instytucja dopiero się tworzy, więc mamy wpływ na kształtowanie modelu jej funkcjonowania.

Mandat członkowski w radzie administracyjnej udało się uzyskać na sześć lat, o dwa lata dłużej niż wszystkie następne kadencje. W radzie zasiada dziewięć osób, ale tylko połowa składu pełni w pierwszej kadencji funkcje przez dłuższy – 6-letni okres, dla utrzymania ciągłości prac agencji poza pierwszą, pięcioletnią kadencją dyrektora. Obecność przedstawicieli Polski w ACER jest ważna, bo ta instytucja będzie ewoluować i będą rosła jej kompetencje. W radzie organów regulacyjnych bierze udział prezes URE i ma w niej równoprawny głos z pozostałymi dwudziestoma siedmioma reprezentantami regulatorów narodowych. ACER faktycznie koordynuje prace urzędów regulacyjnych na szczeblu UE, co doskonale widać przy wdrażaniu przepisów trzeciego pakietu energetycznego. Warto przypomnieć ogromny dorobek ERGEG¹, który w całości został przejęty przez ACER właśnie dla celów realizacji trzeciego pakietu. Agencja ma też prerogatywy blokujące, co w praktyce funkcjonowania instytucji unijnych stanowi o dużym znaczeniu. Dlatego warto utrzymywać w radzie administracyjnej polskiego przedstawiciela i dzięki temu mieć wpływ na kształtowanie modelu funkcjonowania tej instytucji, powołanej do budowania wewnętrznego rynku całej UE. Tym bardziej że polski rynek energetyczny jest największy ze wszystkich nowych krajów członkowskich, a inicjatywy regionalne zarówno w sektorze

elektroenergetycznym, jak i gazowym, muszą uwzględniać jego potencjał.

Agencja przyjęła już program działania, widać w nim wyraźne kierunki pracy.

ACER wyraźnie zaznacza swoją koordynacyjną funkcję ze względu na obowiązujące regulacje zapisane w trzecim pakiecie. Program działania agencji na ten i następny rok to przede wszystkim wykonanie zadań wynikających z dwóch nowych dyrektyw i dwóch rozporządzeń – po jednym dla gazu ziemnego i energii elektrycznej. Nie może być jednak inaczej, choćby ze względu na ogólnounijny 10-letni plan rozwoju sieci elektroenergetycznych i gazowych. Konieczne są, i będą, dyskusje koordynujące, by zachować zasady pomocniczości. Co prawda, uzgodnienia mają charakter niewiążący (*non-binding*), ale są potrzebne, by uniknąć zbędnych, a kosztownych inwestycji, np. budowy interkonektorów donikąd.

Warto zauważyć, jak szybko rosną kompetencje ACER od czasu powołania w 2009 roku. W 2010 roku weszło w życie rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw gazu, w którym przewidziano nowe obowiązki agencji. W tym roku przyjęte zostanie do porządku prawnego UE rozporządzenie w sprawie spójności i przejrzystości rynku energii (REMIT²). Dobiegają końca prace nad ostatecznym kształtem rozporządzenia, ale już wiadomo, że w całości będą to kompetencje agencji, która ma monitorować i kontrolować wszystkie transakcje na obu rynkach regulowanych. To bardzo trudne zadanie ma polegać na stałym klasyfikowaniu operacji rynkowych, *screeningu* i bieżącej kontroli dla sprawdzenia, czy nie nastąpiło naruszenie zasad obrotu. A przecież to tylko jeden segment obowiązków, bo przed agencją stoi przygotowanie i uzgodnienie wszystkich elementów wykonawczych dla pakietu klimatyczno-energetycznego, a więc wypracowania osiemnastu kodeksów różnego typu, konsumujących dyrektywy i rozporządzenia.

I to wszystko zostanie przygotowane? Nie ma zagrożenia, by zasady jednolitego rynku zostały wypracowane do 2014 roku?

Nie ma zagrożenia, bo wszystkie ogniwa agencji to zespoły profesjonalne, znakomicie znające europejski rynek energii, a poza tym wykorzystujące doświadczenia, wiedzę i dorobek ERGEG. Z jednym zastrzeżeniem – jesteśmy przed ostatecznymi decyzjami w sprawach finansowania infrastruktury. Ale na to agencja wpływu nie ma.

Mówimy o funkcjach koordynacyjnych i regulacyjnych, a jak agencja widzi współpracę z regulatorami narodowymi, czy i jak chce wpływać na modele ich działania?

Kompetencje regulatorów nie zostały naruszone, a nawet, w niektórych przypadkach, zwiększone. Ramy działania regulatorów narodowych (i regionalnych) są ściśle opisane w trzecim pakiecie. Sposób harmonizacji odbiega jednak od ideału wewnętrznego rynku. Wynika to z faktu, że duża część rynków nie jest uwolniona, a ceny są zatwierdzane na indywidualne wnioski przedsiębiorstw, zamiast według uniwersalnego modelu taryfowego, w którym regulator ustala ogólne kryteria i algorytmy. Do takiego stanu będziemy dochodzić stopniowo. Trudno jednak o pełną harmonizację przy dużych brakach infrastruktury, przede wszystkim przesyłowej, i blokadach w infrastrukturze istniejącej. Do pełnej harmonizacji potrzebne są w miarę swobodne przepływy sieciowe. Tymczasem

nie ma jeszcze uzgodnionych zasad dla modeli przepływów transgranicznych ani między regionami. Trudno więc oczekiwać zharmonizowanych zasad regulacyjnych.

Wielkim sprawdzianem pakietu liberalizującego rynek gazu ziemnego – szczególnie dla nas, w Polsce – będzie zagospodarowanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Jeśli przyszli producenci gazu łupkowego nie będą mieli gwarancji swobodnego dostępu do sieci dystrybucyjnych i przesyłowej, będziemy świadkami zastoju. Nie wolno do tego dopuścić. Gaz niekonwencjonalny jest wielką szansą zarówno dla rozwoju rynku samego gazu, jak i dla krajowej elektroenergetyki. Chociaż to jest problem ogólnoeuropejski, to rozwiązać musimy go własnymi siłami. Dlatego połączenia oraz punkty wejścia/wyjścia ze stref nie mogą być blokowane zapisami kontraktowymi, a wszystkie wolne moce przesyłowe na wejściu do systemów dystrybucyjnych i odbiorców powinny być bezwzględnie udostępniane rynkowi przez operatorów, w jak najkrótszym interwale. Pouczające są tu wieloletnie dane ERGEG o przepływach na wejściach do systemów zachodnioeuropejskich, które wykorzystywane są fizycznie w zaledwie 50% przy 100-procentowym zabukowaniu kontraktowym. Jeżeli poważnie traktujemy wewnętrzny, konkurencyjny rynek gazu ziemnego i energii elektrycznej i jeśli rzeczywiście planujemy wykorzystanie gazu niekonwencjonalnego, to w nowym prawie gazowym nie może zostać zachowana przewaga kontraktów nad dostępem do sieci. Blokowanie konkurencji jest wbrew intencjom trzeciego pakietu energetycznego i tak będzie to traktował ACER. W kierunku powszechnego dostępu sieci dla konkurencji powinny iść również polskie regulacje. To rodzi konsekwencje dla inwestycji. Zamiast budować kolejne połączenia międzysystemowe, należy najpierw wykorzystać w pełni te, które istnieją. Przyjmowanie modelu rynku jest ważne, bo rzutuje wprost na jego konkurencyjność, z pożytkiem dla odbiorcy końcowego. Agencja będzie dbała o to, by regulatorzy krajowi mieli wpływ na kształt prawa stanowiący o modelu rynku.

Wspominaliśmy o możliwości pojawienia się regulatorów regionalnych. To sprawa przyszłości. Ale już dzisiaj pojawiają się regionalne inicjatywy współpracy, np. krajów Grupy Wyszehradzkiej. Czy one mogą sprzyjać harmonizacji europejskiego rynku?

Inicjatywa GW jest bardzo dobrym początkiem dla inicjatywy regionalnej w rozumieniu trzeciego pakietu energetycznego, zwłaszcza dla rynku gazu ziemnego. Nie chodzi, oczywiście, o rezygnację przez regulatorów narodowych ze swoich kompetencji na rzecz budowania instytucji regulatora regionalnego. To jest mało prawdopodobne. Inicjatywy regionalne są cenne i polityczny parasol jest niezbędny, a jeśli równocześnie współdziałają regulatorzy narodowi i wiodące firmy sektora energetycznego, to powstaje poważna siła sprawcza, zdolna przeforsować konkurencyjne rozwiązania. Wprawdzie tego mechanizmu – moim zdaniem – jeszcze brakuje Grupie Wyszehradzkiej ale przykład elektroenergetycznej inicjatywy pentalateralnej w północno-zachodniej Europie może pomóc w wykreowaniu silnego regionu w Europie Środkowo-Wschodniej. ACER na pewno będzie sprzyjał inicjatywom regionalnym, podejmowanym na zasadach wewnętrznego rynku energii w UE. ■

Rozmawiał **Adam Cymer**

¹ *European Regulators' Group for Electricity and Gas.*

² *Regulation on Energy Market Integrity and Transparency.*

Biała Księga CNG

Gerard Bartłomiejczyk

Komisja Europejska 29 marca br. opublikowała dokument, w którym prosi Parlament Europejski i Radę o zatwierdzenie wykazu działań zawartych w „Planie utworzenia jednolitego europejskiego obszaru transportu dążącego do osiągnięcia konkurencyjnego i zasobooszczędnego systemu transportu”. Zawarto w nim zalecenia dla polityki transportowej krajów Unii Europejskiej do 2050 roku. Podejmijmy w Polsce poważną debatę w tej sprawie.

Dokument opracowany przez Komisję Europejską ma charakter ogólny. Podkreśla się w nim jednak, że konieczna jest współpraca państw członkowskich, aby umożliwić transport na obszarze wspólnoty na ekologicznych paliwach. Dlatego należy powołać grupę ekspertów, którzy opracują korytarze towarowe dla zrównoważonych sieci transportowych.

Projekt nie wymienia sprężonego gazu ziemnego CNG z nazwy. Jednak inicjatywy realizowane dla CNG idealnie się w niego wpisują: międzynarodowy projekt NGV EUROPE dla 15 miast z UE, w których przy wsparciu funduszy unijnych wprowadzono CNG do napędu pojazdów, czy projekt Blue Corridor, nad którym pracowała United Nations Economic Commission for Europe. Początkowo wytyczono dla transportu ciężkiego napędzanego CNG trzy korytarze pilotażowe: Moskwa–Mińsk–Warszawa–Berlin, Berlin–Rzym, Helsinki–St. Petersburg–Moskwa.

Aby te cele osiągnęli Polacy, musimy uczestniczyć w takich projektach. Nie możemy dopuścić, aby nasz kraj stanowił wyrwę w komunikacji globalnej Europy, gdy KE zabiega o stworzenie jednolitego systemu transportowego, proponuje realizację transportu drogowego za pomocą miejskich samochodów ciężarowych, ze szczególnym wskazaniem na niskoemisyjne pojazdy. Zwraca uwagę, że przewóz towarów transportem drogowym powinien być realizowany do 300 km, a na większe odległości koleją lub korytarzami wodnymi. Zakłada też osiągnięcie 30% realizacji planu do 2030 r., aby już

w 2050 r. wykonywano w ten sposób połowę przewozów. Podkreśla pilną konieczność zastąpienia pojazdów zanieczyszczających środowisko i opracowanie strategii zamówień publicznych, gwarantującej szybkie wprowadzenie nowych technologii w zakresie ekologicznych, bezpiecznych i cichych pojazdów we wszystkich rodzajach transportu lądowego, morskiego i powietrznego.

Te wymogi pozwala spełnić CNG, ponieważ pojazdy nim zasilane nie emitują cząstek sadzy. Znacznej redukcji ulega emisja cząstek stałych, NO_x, CO, CO₂. Brak jest emisji paliwa ze zbiornika podczas postoju, a silniki zasilane tym paliwem generują mniej hałasu, o co zabiega raport. Dokument kładzie nacisk na stosowanie paliw alternatywnych, zachęcając do inwestycji i budowy niezbędnej infrastruktury.

POLSKIE KŁOPOTY CNG

Takie działania podejmowano dotychczas w Polsce bezskutecznie. Poselski projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo ochrony środowiska” z czerwca 2002 r., nie doczekał się realizacji. Postulowano w nim „rozwiązania umożliwiające wprowadzenie przez władze lokalne na swoim terenie zachęt do stosowania lub obowiązku stosowania alternatywnych w stosunku do benzyny i oleju napędowego paliw napędzających pojazdy silnikowe, wprowadzenie zachęt finansowych w postaci zwolnień podatkowych promujących stosowanie gazu ziemnego

do napędu pojazdów silnikowych”. Komisja Europejska zwróciła uwagę, że konieczne są stałe i długofalowe zachęty dla inwestorów i użytkowników, wraz z rozwiązaniami systemowymi w zakresie zmniejszenia opłat drogowych dla ekologicznych pojazdów. Podobny postulat został skierowany do prezydenta Warszawy, Mazowieckiego Urzędu Wojewódzkiego o „wprowadzenie w miastach województwa mazowieckiego przepisów popularyzujących pojazdy zasilane paliwami alternatywnymi, zwłaszcza sprężonym gazem ziemnym CNG, biopaliwami oraz wodorem – w postaci zaniechania opłaty parkingowej w centrach miast województwa mazowieckiego od takich pojazdów i umożliwienie tym pojazdom korzystanie z pasa (odcinków dróg) wyznaczonych tylko dla autobusów.” W odpowiedzi Mazowiecki Urząd Wojewódzki stwierdził, że nie ma podstaw prawnych do wprowadzenia stosownych przepisów.

CNG SIĘ NIE PODDAJE

O zmiany w polskim prawie w zakresie CNG i jego popularyzację na naszym rynku od 2007 r. zabiega Forum Użytkowników Pojazdów Zasilanych Sprężonym Gazem Ziemnym (www.cng.auto.pl). Jako grupa entuzjastów wykorzystania gazu ziemnego do napędu pojazdów, zreszta właścicieli takich pojazdów i jest postrzegane jako bank szybkiej i rzeczywistej informacji o CNG. Korzystają z niego obecni użytkownicy tego paliwa, prywatni właściciele NGV i przewoźnicy. Politycy coraz częściej odwiedzają witrynę. Forum, monitorując rynek CNG, bierze udział w najważniejszych wydarzeniach związanych z transportem i składa postulaty dotyczące uznania CNG za atrakcyjne ekologicznie paliwo alternatywne. Tak było np. na Politechnice Warszawskiej podczas konferencji naukowo-tech-nicznej „Miasto i Transport 2011 – nowoczesna komunikacja autobusowa”. Forum uczestniczyło

w spotkaniu roboczym organizacji pożytku publicznego, mających na celu promowanie wykorzystania gazu ziemnego w postaci CNG, biometanu oraz LNG do napędu samochodów w ramach projektu GasHighWay, w którym bierze udział Państwowy Instytut Motoryzacji. Obecni byli również przedstawiciele Instytutu Transportu Samochodowego działający w ramach projektu europejskiego Baltic-BiogasBus, mającego wypromować wykorzystanie biogazu do zasilania autobusów miejskich.

11 czerwca odbył się w ramach kampanii społecznej Akademia Ekojazdy, wdrażanej przez Centrum Informacji o Środowisku – UNEP/GRID Warszawa, w Parku Agrykola kolejna edycja – VIII Supertest Ekonomii, do którego Portal CNG.AUTO.PL po raz kolejny wystawia do wyścigu pojazdy wyposażone fabrycznie w zasilanie CNG. Tradycyjnie, sponsorem generalnym promującym gaz ziemny jako paliwo transportowe jest PGNiG SA.

* * *

Nasze członkostwo w Unii Europejskiej zobowiązuje do realizacji spójnej polityki transportowej. Znamy wytyczony cel i sposób jego realizacji poza na-

szymi granicami. Dotrzynamy Europie tempa.

Komisja wnioskuje o wprowadzenie zachęt dla państw członkowskich, które uruchomią projekty pilotażowe służące realizacji tych zamierzeń w dziedzinie transportu. W Polsce stosujemy już regulamin nr 110 EKG ONZ, opublikowany w Dzienniku Unii Europejskiej Seria L nr 72 z 14 marca 2008 roku jako „porozumienie przyjęcia jednolitych przepisów technicznych dla pojazdów kołowych, wyposażenia i części, które mogą być montowane i/lub użyte w pojazdach kołowych oraz warunków wzajemnego uznawania homologacji udzielonych na podstawie tych przepisów; 1) jednolite przepisy dotyczące homologacji: specjalnych elementów składowych pojazdów samochodowych wykorzystujących sprężony gaz naturalny (CNG) do napędu; 2) pojazdów w zakresie instalacji specjalnych elementów składowych typu homologowanego do wykorzystania sprężonego gazu naturalnego (CNG) do napędu.”

Zjednoczmy nasze działania, wspierajmy prace Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki, które zajęło się strategią rozwoju rynku CNG w Polsce. W grudniu ubiegłego roku odbyło się po-

siedzenie Międzyresortowego Zespołu ds. Wzrostu Konkurencyjności Przemysłu Motoryzacyjnego, które debatowało o sprawach związanych z wnioskowanymi przez UE przepisami dotyczącymi infrastruktury tankowania ekologicznych pojazdów, zakładającymi poprawę konkurencyjności transportu oraz osiągnięcie 60% ograniczenia emisji gazów cieplarnianych ze środków transportu do 2050 r. w porównaniu z poziomem z 1990 r. Realizację takich działań w Polsce zapewnią środki zagwarantowane w krajowym budżecie i pozyskane z funduszy UE, skorelowane z celami polityki transportowej. Jeżeli nie dopilnujemy, by o tych sprawach było głośno, aby w tych dyskusjach uczestniczyło wiele środowisk, nie zapewnimy spełnienia zapisów pakietu klimatyczno-energetycznego w dziedzinie transportu. Europie udało się już dużo osiągnąć. Seryjnie na CNG produkowane są samochody osobowe i ciężarowe, autobusy, śmieciarki, wozy policyjne, pojazdy specjalistyczne, komunalne i wiele innych. A w Polsce... ■

Autor jest rzeczoznawcą SITPNiG w zakresie gazownictwa, specjalność: technika i technologia wykorzystania CNG jako paliwa do napędu pojazdów mechanicznych (www.cng.auto.pl).

Czyżby przełom w sprawie CNG?

10 maja 2011 roku w Dzienniku Ustaw nr 96/2011 poz. 559 zostało opublikowane rozporządzenie prezesa Rady Ministrów, zawierająca implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/33 o ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdach ruchu drogowego.

Rozporządzenie nakłada obowiązek przyjęcia dodatkowego kryterium w zamówieniach publicznych dla środków transportu. Instytucje publiczne będą musiały uwzględnić teraz również koszty emisji szkodliwych związków oraz wydajność energetyczną zastosowanego paliwa przy ustawowo określonym przebiegu. Rozporządzenie weszło w życie 25 maja 2011 roku.

Dokument rodzi nadzieję na zwiększenie zainteresowania pojazdami zasilanymi sprężonym gazem ziemnym (CNG), szczególnie w kategorii autobusów. Duży wpływ na koszty eksploatacji będzie teraz miało wydalanie tlenków azotu oraz cząstek stałych, a samochody zasilane CNG cechują się bardzo niską emisją.

Rozporządzenie powinno zachęcić wszystkie środowiska zainteresowane rozwojem ekologicznego i oszczędnego systemu transportu do zawiązania koalicji na rzecz jak największego stosowania CNG w transporcie.

Z taką właśnie inicjatywą wystąpiła Izba Gospodarcza Gazownictwa, zwracając się do ministerstw Gospodarki i Środowiska, ekologów, samorządów i firm komunikacji miejskiej i motoryzacyjnych, dostawców CNG, organizacji i portali zrzeszających użytkowników pojazdów zasilanych CNG. Uczestnicy takiej koalicji powinni promować zastosowanie i wykorzystanie pojazdów zasilanych CNG w miejskim, drogowym, publicznym transporcie zbiorowym, jak również przez indywidualnych odbiorców, zabiegać o określenie obszarów, np. gmin miejskich, uzdrowisk, w których zaleca się stosowanie ekologicznych paliw, domagać się zapewnienia odpowiedniego rozwoju infrastruktury gazowej w celu umożliwienia budowy i zasilania stacji do tankowania CNG oraz rozwoju wolnego konkurencyjnego rynku gazu ziemnego do napędu pojazdów, a od producentów i sprzedawców samochodów domagać się możliwości zakupu pojazdów ekologicznych, w tym zasilanych CNG oraz dostępności do serwisu takich samochodów.

(ac)

IV Central European Gas Congress

IV Central European Gas Congress organizowany był w tym roku w Budapeszcie 15–17 czerwca przez Hungarian Gas Association, nad którym perfekcyjnie czuwał Gabor Molnar, dyrektor zarządzający HGA.

Była to specjalna edycja kongresu, ponieważ Węgry 30 czerwca kończą prezydenturę w Unii Europejskiej, a Polska przejmuje ją 1 lipca, co oznacza, że wiele rozpoczętych kwestii i inicjatyw energetycznych wymaga kontynuacji i skupienia się na nierozwiązanych problemach.

Polska branża gazownicza bardzo aktywnie uczestniczyła w poszczególnych sesjach poświęconych wspólnemu regionalnemu spojrzeniu na rozwijający się rynek gazu państw Grupy V4, zużywających razem ponad 40 mld m³ gazu rocznie. **Bogdan Pilch**, członek zarządu IGG i wiceprezes GDF SUEZ Energia Polska S.A., zaprezentował w sesji plenarnej problemy polskiego gazownictwa, a w kolejnej sesji, uczestniczył w dyskusji na temat zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców, analizując przyczyny wzrostu zużycia gazu przez energetykę. **Marek Kamiński** (Ernst & Young Business Advisory, doradca IGG), uczestniczył w panelu poświęconym implementacji trzeciego pakietu energetycznego, w którym podkreślono, że wiele krajów UE nie wdrożyło jeszcze w pełni drugiego pakietu. W panelu dotyczącym bezpieczeństwa dostaw do krajów Grupy Wyszehradzkiej **Rafał Wittmann**, dyrektor z OGP GAZ–SYSTEM SA, zaprezentował kierunki realizacji połączeń międzysystemowych rozpoczętych już przez Polskę, z uwzglę-

dzeniem korytarza północ–południe, w tym także połączeń ze Słowacją. Moderatorem sesji poświęconej zmianom w zakresie regulacji i handlu gazem był **Andrzej Sikora**, prezes Instytutu Studiów Energetycznych, a jego bardzo trafne opinie znalazły odzwierciedlenie w uchwale kongresowej.

Głównymi autorami uchwały kongresowej byli: Jan Klepac, dyrektor wykonawczy Slovak Oil and Gas Association, oraz Bolesław Rey, dyrektor PGNiG SA. Uchwała kongresu podkreśla, że warunki rozwoju nowej gazowej infrastruktury w ramach krajów V4 powinny być maksymalnie zbliżone. Wszystkie firmy gazownicze reprezentowane na kongresie wyraziły poparcie dla idei budowy korytarza północ–południe (łączącego terminale LNG: Świnoujście–Krk) i oczekują, że różnorodne ugrupowania polityczne krajów V4 skutecznie będą ją wspierać. Uczestnicy kongresu apelują jednocześnie o przeznaczenie znacznie większych środków unijnych na ten projekt. W uchwale stowarzyszenia gazownicze Grupy V4 wyrażają poważne wątpliwości wobec kolejnych, narastających propozycji regulacji, których wykonawcą ma być ACER, nadregulator unijny.

Uczestnicy kongresu zdecydowanie popierają propozycję uporządkowania rozwiązań unijnych w zakresie bilansowania gazu. Międzynarodowi shipperzy, mający w portofolio umowy w więcej niż jednym państwie UE, napotykać problemy z różnymi systemami bilansowania gazu, a te trudności przenoszą się przede wszystkim na odbiorców przemysłowych. Kongres popiera pilną potrzebę opracowania jednego kodeksu sieciowego, określającego zasady bilansowania gazu.

Następny kongres odbędzie się w 2012. r. w Pradze.

Andrzej Schoeneich

Współpraca wyszehradzka...

Dokończenie ze str. 9

powinny powstawać wtedy, gdy istnieje potrzeba handlowej wymiany energii. Dla regionu nie jest korzystne, aby jego sieci elektroenergetyczne stały się przymusowym tranzytem energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł przyczyniających się do destabilizacji funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA GRUPY WYSZEHRADZKIEJ A PREZYDENCJA POLSKI W RADZIE UE

Głównym priorytetem polskiej prezydencji w obszarze energii jest zewnętrzny wymiar polityki energetycznej UE. W stosunku do partnerów zewnętrznych działania będą skierowane głównie na pogłębianie i rozszerzanie traktatu Wspólnoty Energetycznej² oraz na przegląd i globalizację traktatu Karty Energetycznej. W odniesieniu do państw sąsiedzkich należy skupić się głównie na wzmocnieniu instrumentów, które zapewnią implementację przez te państwa zasad rynku wewnętrznego. Zgodnie z decyzjami Rady Europejskiej, traktat o Wspólnocie Energetycznej powinien ulec pogłębieniu i rozszerzeniu. Wobec partnerów strategicznych oczekiwać należy tworzenia podstaw do współpracy w ramach traktatu Karty Energetycznej. Z kolei w całej UE kluczowe jest, aby nie były zawierane umowy z państwami trzecimi, które oznaczałyby wprowadzenie derogacji od przepisów rynku wewnętrznego dla podmiotów z państw trzecich.

Należy w tym miejscu odnotować, że zakończone w październiku 2010 r. negocjacje porozumienia gazowego Polski z Rosją stanowią dobry przykład na zasadność i efektywność prowadzenia zewnętrznej polityki energetycznej przez UE.

Proces negocjacji miał tam kontekst o wiele szerszy niż bilateralny. Był to swoisty test dla UE odnośnie do jej gotowości i zaangażowania do implementacji trzeciego pakietu liberalizacyjnego. Bez aktywnego zaangażowania KE, wspierającej Polskę w dostosowaniu postanowień porozumienia do unijnych reguł rynkowych, osiągnięcie sukcesu w zakresie uzyskania zgody strony rosyjskiej na wyznaczenie OGP GAZ–SYSTEM na operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamalskim byłoby niewątpliwie trudniejsze i bardziej kosztowne. Inny niż osiągnięty wynik negocjacji mógł stworzyć niebezpieczny precedens dla innych państw członkowskich, mających podobne problemy.

Współpraca regionalna i działania związane z Grupą Wyszehradzką mają fundamentalne znaczenie dla realizacji priorytetu polskiej prezydencji. Głównym efektem współpracy wyszehradzkiej w zakresie energii ma być integracja rynków na poziomie regionalnym, która z kolei jest obecnie kluczowym narzędziem dokończenia budowy wewnętrznego rynku energii w całej UE. Jest to niezwykle ważny element, gdyż wewnętrzny rynek energii w UE jest jednocześnie podstawą i *de facto* jednym z głównych narzędzi zewnętrznej polityki. Kiedy gaz ziemny i energia elektryczna będą przepływać wewnątrz UE bez przeszkód, nie będzie możliwa realizacja polityki typu dziel i rządź. ■

**Maciej Kołaczkowski,
Patrycja Niemczyk-Favaro**

Autorzy są pracownikami Ministerstwa Spraw Zagranicznych. Stwierdzenia i opinie zawarte w niniejszym opracowaniu stanowią jedynie prywatne poglądy autorów i nie są w żadnym zakresie stanowiskiem Ministerstwa Spraw Zagranicznych.

¹ *Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network*. COM(2010) 677.

² Zgodnie z konkluzjami Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. oraz Rady TTE z 28 lutego 2011 r.



Kogeneracja gazowa to przyszłość rynku energii

Rozmowa z **Andreasem Potetzkiem**, ekspertem w E.ON Ruhrgas AG

Decyzja o rezygnacji z energetyki atomowej zmienia radykalnie niemiecki rynek energetyczny.

Rzeczywiście, w kilka miesięcy dokonała się wielka zmiana sytuacji w polityce energetycznej. Do 2022 roku mają zostać wyłączone wszystkie elektrownie atomowe. Energetyka jądrowa do tej pory stanowiła 22 procent bilansu energetycznego Niemiec i trzeba wypełnić powstającą lukę. Znamy wymogi pakietu klimatyczno-energetycznego i jego formułę „3x20%”. Niemcy chcą osiągnąć redukcję emisji CO₂ w wysokości 40 procent. A to oznacza, że pojawiają się nowe możliwości dla tzw. zielonych technologii oraz dla gazu ziemnego, który wykazuje zdecydowanie najniższy poziom emisji CO₂ spośród wszystkich kopalnych nośników energii.

Czy tak ambitny plan jest w ogóle możliwy do realizacji?

Jest kilka możliwości, które pozwolą ten cel osiągnąć. Po pierwsze – wzrośnie presja na coraz szybszy rozwój energetyki odnawialnej, szczególnie wiatrowej. Sam E.ON także bardzo się tu angażuje. Ale energia ta powstaje na północy i tu rodzi się pytanie, jakie sieci energetyczne są potrzebne i w jakiej technologii będą budowane, by przesyłać ją na południe. Po drugie – zwiększy się wykorzystanie gazu ziemnego i biogazu (jako gazu ziemnego), a po trzecie – coraz wyraźniej dokonuje się pożądana decentralizacja wytwarzania energii elektrycznej i w coraz większym stopniu energia ma być wytwarzana w kogeneracji, w tym także w mikroblokach pracujących w skojarzeniu. Ta technologia jest obecnie intensywnie rozwijana, sektor gazowniczy ściśle współpracuje z producentami tych instalacji.

Odnoszę wrażenie, że jednak decentralizacja wytwarzania i instalacje kogeneracyjne stanowią kluczowy element strategii rozwoju rynku energii w Niemczech.

Energetyka skojarzona, dzisiaj stanowiąca około 13 proc. bilansu, ma osiągnąć poziom 25 procent. Na początku tego procesu była umowa polityczna co do tego, że chcemy zwiększyć udział tej energii. Pojawiło się pytanie, jak to osiągnąć, bo ten proces wymaga wielu uczestników. Takim graczem jest przemysł, który dysponuje technologią i produkuje urządzenia. Drugim jest gazownictwo i energetyka, które tę energię dostarczają. Trzeci element struktury to polityka, bo to politycy mogą wspierać – lub nie – określone modele produkcji. Czwartym elementem jest klient, który decyduje o tym, czy inwestować np. w mikrobloki pracujące w skojarzeniu, a sam staje się w pewnej mierze dostawcą energii, na przykład wytwarzając nadwyżkę, którą oddaje do sieci. A zatem wytwórcy energii i przemysł muszą być pewni, że mogą się zdać na określone decyzje pozwalające im oczekiwać określonego wsparcia dla tej działalności, m.in. w postaci funduszy na promocję czy dopłat do inwestycji albo korzystniejszych odpisów amortyzacyjnych. Przy dzisiejszych technologiach, dotacjach i cenach energii zwrot nakładów na takie instalacje w niektórych przypadkach można osiągnąć w 1,5 roku.

Ale w Polsce, przy niepewności systemów wsparcia dla kogeneracji, stanowi ona znikomy procent w bilansie wytwarzania. Czy zatem sam sektor gazowniczy czy szerzej – energetyczny, powinien postawić na rozwój wysokosprawnej kogeneracji?

To kwestia decyzji biznesowych i stworzenia właściwego modelu rozwoju. Funkcjonują już takie modele, oparte na contractingu, na przykład w sektorze przemysłowym, gdzie niezbędne są duże ilości energii. W takim procesie bierze udział najczęściej dwóch lub trzech graczy: zakład przemysłowy, dostawca energii i ewentualnie dalszy inwestor finansowy, na przykład bank.

Ale decentralizacja wytwarzania to przede wszystkim problem lokalny, a więc uczestnikami procesu są lokalne władze i przedsiębiorstwa energetyczne.

To przede wszystkim kwestia uświadomienia na szczeblu lokalnym, że efektywność energetyczna jest kluczem dla rozwoju lokalnego. To zadanie dla sektora gazowego i energetycznego. W Niemczech sektor gazowniczy ma już własne programy na rzecz efektywności energetycznej. Naszym komunalnym klientom zalecamy, aby temat efektywności energetycznej zarezerwowali dla siebie na rynku lokalnym, plasując się na nim jako SKRZYŃKA KONTAKTOWA we wszystkich kwestiach związanych z tym tematem – dla mieszkańców i klientów, a także dla całej gminy. Wspieramy ich przy tym specjalnymi narzędziami marketingowymi, do których należy też program „komunalna efektywność klimatyczna”, pozwalający optymalnie zarządzać lokalnym rynkiem energii. Dla sektora gazowniczego jest to ważny instrument wsparcia klientów komunalnych w zakresie wspólnych działań dystrybucyjnych oraz ściślejszego wiązania się z nimi. Również w Polsce jest wystarczająco dużo zamierzanych klientów, którzy mogliby uczestniczyć np. w projektach kogeneracyjnych, jeśli tylko dostawca gazu potrafi przedstawić ofertę spełniającą warunki rentowności, do których należą: optymalna konfiguracja urządzenia, dopasowana do potrzeb odbiorcy, dokładnie określony okres eksploatacji takiego urządzenia w ciągu roku, cena energii i gazu i – ewentualnie, ale to sprawa wtórna – wynagrodzenie za odprowadzenie nadwyżki energii. Jeśli w ten proces włączymy inteligentne opomiarowanie, tzw. *smart metering*, wkraczamy na drogę przyszłości – zarządzania energią w mieście, a nawet we własnym domu. I to jest – patrząc z dzisiejszego punktu widzenia – przyszłość, od tego nie ma odwrotu. I między innymi od sektora gazowego i energetycznego zależy, czy ten olbrzymi potencjał energetyki rozproszonej zostanie wykorzystany. Sektory te muszą umieć rozpoznać potrzeby i możliwości klientów w środowiskach lokalnych, by oferować im produkty „na miarę”, wiążąc ze sobą klientów, powiększając możliwości oszczędnego i ekologicznego zużycia energii.

Rozmawiał
Adam Cymer

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych w praktyce

Wojciech Bigaj, Adam Wawrzynowicz

W związku z ubiegłoroczną nowelizacją ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne”¹ (PE), zmieniły się zasady wyznaczania przez Prezesa URE operatorów systemów gazowych.

W konsekwencji, jak to zwykle bywa, pojawiło się kilka wątpliwości związanych z praktyczną wykładnią nowych przepisów. Zostaną one pokrótce omówione na przykładzie wyznaczania operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

Celem nowelizacji art. 9h PE, określającego zasady wyznaczania operatorów systemów, było zagwarantowanie, aby każda infrastruktura energetyczna miała operatora gwarantującego należyte jej funkcjonowanie. Nowelizacja dostosowała polskie prawo do wymogów UE.

Obowiązki związane z wyznaczaniem OSD spoczywają przede wszystkim na właścicielach sieci, którymi są zazwyczaj spółki dystrybucyjne. Zdarza się jednak, że właścicielem sieci są inne podmioty, np. gminy, których sieci dzierżawione są przez spółki dystrybucyjne. Do wykonywania działalności dystrybucyjnej nie jest bowiem niezbędne, aby przedsiębiorstwu energetycznemu przysługiwała zawsze własność sieci, niekiedy wystarczy tylko tytuł obligacyjny (najem, dzierżawa). Również z treści art. 9h PE wynika, iż ustawodawca dopuszcza realizowanie zadań OSD na majątku niestanowiącym własności operatora. Może to jednak nieco komplikować wyznaczanie operatorów. Jednocześnie, z uwagi na treść przepisów przejściowych wynikających z ustawy nowelizującej PE², określone konsekwencje dotyczą również dotychczasowych operatorów takich sieci (tj. spółek dystrybucyjnych, które zostały wyznaczone operatorami „cudzych” sieci na podstawie poprzednich przepisów).

KTO MOŻE BYĆ OPERATOREM

Jak wynika z treści art. 9h PE, OSD może być:

- 1) właściciel sieci dystrybucyjnej mający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji albo
- 2) przedsiębiorstwo energetyczne mające koncesję na dystrybucję paliw gazowych, z którym właściciel sieci zawarł umowę powierzającą temu przedsiębiorstwu pełnienie obowiązków.

Wyznaczenie OSD przez Prezesa URE może nastąpić na wniosek złożony przez uprawniony podmiot lub z urzędu. Podstawowym trybem wydaje się wyznaczenie OSD na wniosek właściciela sieci, stosownie do art. 9h ust. 1 PE. Natomiast wydanie przez Prezesa URE decyzji wyznaczającej

OSD z urzędu następuje w przypadku, gdy z wnioskiem nie wystąpił właściciel sieci, jak również w przypadku, gdy Prezes URE odmówił wyznaczenia operatora na wniosek właściciela.

KTO POWINIEN WYSTĄPIĆ Z WNIOSKIEM

Biorąc pod uwagę treść art. 9h PE, należałoby stwierdzić, że podmiot, który eksploatuje sieć dystrybucyjną, a nie jest jej właścicielem, nie ma obowiązku występowania do Prezesa URE o wyznaczenie go operatorem sieci, i że w przypadku braku wniosku złożonego przez właściciela, Prezes URE może wyznaczyć taki podmiot OSD na „cudzej” sieci jedynie z urzędu. Z literalnej wykładni powyższych przepisów wynika bowiem, że wniosek o wyznaczenie OSD zawsze powinien składać właściciel sieci.

W praktyce możliwa jest jednak również nieco inna interpretacja. Spotkać można bowiem pogląd, zgodnie z którym, niezależnie od właściciela sieci, z wnioskiem do Prezesa URE powinno wystąpić przedsiębiorstwo energetyczne, które zamierza pełnić obowiązki operatora³. Przyjmując taką wykładnię, samodzielne wystąpienie przez spółkę dystrybucyjną z wnioskiem o wyznaczenie jej operatorem dla sieci dzierżawionej np. od gminy wymagałoby uprzedniego nabycia własności tej sieci przez spółkę. Natomiast w przypadku posiadania przez spółkę jedynie tytułu obligacyjnego (np. umowy dzierżawy), z wnioskiem o wyznaczenie na operatora powinien wystąpić właściciel sieci łącznie z podmiotem dysponującym daną siecią. Może to rodzić wątpliwości związane z tym, czy spółka powinna złożyć wniosek w uzgodnieniu z zainteresowanymi gminami, czy wnioski powinny być składane oddzielnie przez spółkę oraz gminy. Z praktycznego punktu widzenia celowe wydaje się, aby wnioski gmin załączone zostały do wniosku składanego przez spółkę, co umożliwi wyznaczenie spółki operatorem sieci gmin w jednym postępowaniu, bez konieczności wszczynania odrębnych postępowań przez każdą gminę, czy bez konieczności wzywania gmin lub przedsiębiorstwa przez Prezesa URE o uzupełnienie wniosku (poprzez przedłożenie brakujących wniosków gmin). Co prawda, nieprzedłożenie przez spółkę dystrybucyjną, wraz z własnym wnioskiem, wniosków gmin nie powinno skutkować negatywnymi konsekwencjami w postaci wymierzenia spółce kary pieniężnej, jednakże – z drugiej strony – Prezes URE może

nie wyznaczyć spółki operatorem na „cudzej” sieci. W takim przypadku każda gmina zobowiązana będzie do samodzielnego wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie OSD, co może skutkować wszczęciem kilku postępowań z udziałem spółki.

Zastrzec przy tym należy, że powyższa analiza ma wymiar wyłącznie praktyczny, i że w świetle obowiązującego prawa to na gminach, jako właścicielach sieci, ciąży obowiązki związane z zapewnieniem operatorstwa na sieciach będących ich własnością. Zatem to gmina powinna zadbać o zawarcie umowy powierzającej oraz wystąpić z wnioskiem o wyznaczenie operatora.

Właściciel sieci dystrybucyjnej zobowiązany jest do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie OSD w terminie 30 dni od dnia:

- 1) doręczenia decyzji Prezesa URE o udzieleniu temu właścicielowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci albo
- 2) w którym właściciel zawarł umowę o powierzenie wykonywania obowiązków operatora.

Właściciel sieci dystrybucyjnej, dla której 11 marca 2010 r. nie wyznaczono OSD (albo dla której właściciel nie wystąpił przed tym dniem z wnioskiem o wyznaczenie OSD), zobowiązany był, w terminie do 11 września 2010 r., do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o wyznaczenie go OSD albo do powierzenia innemu przedsiębiorstwu energetycznemu pełnienia obowiązków OSD i wystąpienia z wnioskiem o wyznaczenie tego przedsiębiorstwa OSD. Zarazem decyzje w sprawie wyznaczenia OSD, wydane przed dniem wejścia w życie nowelizacji PE, zachowały ważność przez okres, na który zostały wydane.

Z praktycznego punktu widzenia oznacza to, że do czasu wygaśnięcia obowiązujących decyzji Prezesa URE, wydanych przed nowelizacją PE i wyznaczających spółki dystrybucyjne OSD na obszarze, na którym zlokalizowane są sieci gmin, operatorem tych sieci pozostają spółki dystrybucyjne. Dotyczy to sieci „gminnych”, które zostały wskazane we wnioskach o wyznaczenie danej spółki OSD (chodzi tu o wnioski złożone i rozpatrzone przed nowelizacją), i dla których gmina wyraziła zgodę na pełnienie funkcji operatora przez wnioskodawcę. Tym samym wydaje się, że nie było obowiązku występowania z nowymi wnioskami o wyznaczenie operatorów dla wyżej wskazanych „gminnych” sieci dystrybucyjnych.

UMOWA POWIERZAJĄCA

Wykonywanie przez przedsiębiorstwo energetyczne funkcji OSD na „cudzej” sieci wymaga zawarcia tzw. umowy powierzającej. Może ona stanowić odrębną umowę, możliwe jest jednak zawarcie odpowiednich postanowień w zakresie operatorstwa w umowie dzierżawy sieci.

Podstawowe elementy umowy powierzającej wskazane zostały w art. 9h ust. 5 PE. Zgodnie z tym przepisem, umowa powierzająca powinna określać obszar, na którym operator będzie wykonywał działalność gospodarczą oraz zasady realizacji obowiązków „operatorskich”, z wyszczególnieniem obowiązków powierzonych do wykonywania bezpośrednio operatorowi. Wskazanie w art. 9h ust. 5 PE elementów treści

umowy powierzającej nie jest jednak wyczerpujące i możliwe jest uregulowanie w treści takiej umowy wielu innych kwestii. Dotyczy to lokalizacji sieci oraz opisu jej elementów, określenia podstawowych obowiązków stron, w tym zakresu zadań operatorskich, uzgodnień dotyczących realizacji przyłączeń do sieci czy jej rozbudowy, zasad odpowiedzialności, czasu trwania umowy oraz trybu jej rozwiązania. Umowa może również zawierać zobowiązanie właściciela sieci do nieutrudniania wykonywania zadań operatorskich, a także regulować inne kwestie, specyficzne dla danej lokalizacji czy rodzaju sieci. Jak wynika z komunikatu Prezesa URE, dotyczącego wyznaczania operatorów systemów⁴, w przypadku powierzenia operatorstwa w drodze umowy, obowiązki operatora powinien realizować co do zasady podmiot podejmujący się wykonywania tej funkcji – należy tu wskazać na podstawowy katalog obowiązków operatora zawarty w art. 9c PE.

Z przepisów art. 9h PE nie wynika obowiązek zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne mające koncesję na dystrybucję umowy powierzającej z właścicielem sieci dystrybucyjnej, w przypadku wystąpienia z takim żądaniem przez właściciela. Odmowa zawarcia takiej umowy nie może również stanowić podstawy domagania się przez właściciela sieci wydania przez regulatora decyzji zastępującej umowę w trybie art. 8 PE. W braku porozumienia z właścicielem sieci, Prezes URE może jednak wyznaczyć przedsiębiorstwo operatorem „cudzej” sieci z urzędu. Istnieją w tym zakresie pewne wątpliwości. Istotnym elementem umowy powierzającej jest bowiem określenie zasad realizacji obowiązków operatorskich. Brak wcześniejszego uzgodnienia tych zasad powoduje, że nie jest spełniona przesłanka wyznaczenia OSD, określona w art. 9 h ust. 7 PE, gdyż przedsiębiorstwo nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem, na którym ma wykonywać działalność operatorską. Należy w tym miejscu odwołać się do stanowiska wyrażonego przez Prezesa URE w treści decyzji o wyznaczeniu OGP GAZ–SYSTEM S.A. operatorem gazociągu Jamał-Europa Zachodnia⁵, zgodnie z którym regulacja art. 9h ust. 10 ustawy PE nie pozwala Prezesowi URE na określenie wszystkich przesłanek niezbędnych do współpracy pomiędzy OSP i właścicielem gazociągu, zatem konieczne jest uregulowanie pozostałych kwestii w drodze umowy. W konsekwencji decyzję o wyznaczeniu OSD z urzędu na sieci niestanowiącej jego własności – w sytuacji niezawarcia przez strony umowy powierzającej – można uznać za wydaną z naruszeniem art. 9 h ust. 7 i 8 PE (wydanie decyzji mimo niespełnienia przesłanki zagwarantowania OSD możliwości skutecznego zarządzania systemem). ■

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

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

² Ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2010 r., nr 21, poz. 104).

³ Tak Z. Muras: *Prawo energetyczne. Komentarz*, pod. red. M. Swory, Z. Murasa, Wolters Kluwer Polska Sp. z o.o., Warszawa 2010, s. 728.

⁴ Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 6/2010) w sprawie wyznaczania operatorów systemów dla każdej sieci lub instalacji (nr DPE-470-2/1/2010/IB), dostępny na www.ure.gov.pl.

⁵ Treść decyzji dostępna na stronie www.gaz-system.pl.

Prawne aspekty polsko-rosyjskiej umowy gazowej

Marcin Nowacki

Polsko-rosyjskie porozumienie w sprawie dostaw gazu ziemnego do Polski, podpisane 29 października 2010 r., zakończyło długotrwały proces negocjacji pomiędzy oboma państwami, rozpoczęty w 2009 r.

Sytuacja w Polsce i Rosji, spowodowana zmianami, jakie zaszły w obu państwach w wyniku przemian politycznych 1989 r., wywołała konieczność redefinicji dwustronnych stosunków polsko-rosyjskich. W związku z tym wystąpiła również potrzeba normalizacji współpracy gospodarczej obu państw, w tym w zakresie energetyki (ropy naftowej i produktów ropopochodnych, gazu ziemnego oraz elektroenergetyki).

22 maja 1992 r. prezydenci obu państw – Lech Wałęsa i Borys Jelcyn – podpisali w Moskwie traktat między Rzeczpospolitą Polską a Federacją Rosyjską o przyjaznej i dobrosąsiedzkiej współpracy¹. Wśród jego postanowień znalazł się również art. 9 ust. 1, zgodnie z którym obie strony uzgodniły, że „będą współpracować na rzecz rozwoju wzajemnych i tranzytowych połączeń transportowych i związanej z nimi infrastruktury we wszystkich dziedzinach transportu, łącznie z transportem rurociągowym oraz liniami energetycznymi”. Realizując uchwałę Sejmu RP z 1990 r. i postanowienia traktatu z 1992 r., w kwietniu 1993 roku Rada Ministrów powołała międzyresortowy zespół ds. ustalenia warunków budowy gazociągu tranzytowego Rosja – Europa Zachodnia.

25 sierpnia 1993 r. doszło do podpisania między oboma państwami porozumienia między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP. Zostało ono uzupełnione dwoma protokołami stanowiącymi integralną część porozumienia: 18 lutego 1995 r. podpisano protokół między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej w sprawie przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji porozumienia między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP z 25 sierpnia 1993 r., a 12 lutego 2003 r. podpisano protokół dodatkowy do porozumienia między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu

gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium RP i dostawach rosyjskiego gazu do RP z 25.08.1993 r.

Protokoły z 1995 r. i 2003 r. dotyczyły przede wszystkim ilości gazu przesyłanego gazociągiem jamalskim (w tym ilości gazu dostarczanego Polsce i przesyłanego do państw Europy Zachodniej). Ponadto, w protokole z 1995 r. doprecyzowano warunki finansowe budowy gazociągu (art. 3–8 protokołu z 1995 r.), postanowiono też o zawarciu między EuRoPol GAZ a jej założycielami (PGNiG, Gazprom i Gas-Trading) umów przesyłowych określających handlowe i techniczne warunki korzystania z gazociągu jamalskiego (art. 2 protokołu z 1995 r.). Z kolei w protokole z 2003 r. postanowiono dodatkowo o budowie drugiej nitki polskiego odcinka gazociągu jamalskiego (art. 1 *in fine* protokołu z 2003 r.) oraz określono zasady kalkulacji stawki za przesył gazu gazociągiem (art. 4 protokołu z 2003 r.)

PROBLEMY PRAWNE WYNIKAJĄCE Z POSTANOWIEŃ POROZUMIENIA Z 1993 R.

W zasadzie od dnia podpisania polsko-rosyjskie porozumienie gazowe z 1993 r. budziło wątpliwości ekonomiczne i prawne. W zakresie zgodności porozumienia z polskim prawem warto przypomnieć opinię prawną przygotowaną na zlecenie Sejmu przez prof. dr. hab. Eugeniusza Piontka.²

Abstrahując od podniesionych przez prof. Piontka problemów na gruncie polskiego prawa, po akcesji do Unii Europejskiej w 2004 r. Polska stanęła przed poważnym dylematem prawnym zapewnienia zgodności tej umowy z prawem UE, przy jednoczesnym poszanowaniu innych ciężących na niej zobowiązań międzynarodowych.

Z jednej strony, niektóre postanowienia porozumienia stały bowiem w sprzeczności z przepisami prawa UE, w tym zarówno zawartymi w prawie pierwotnym UE (traktatach), jak i prawie wtórnym (dyrektywach i rozporządzeniach). Tymczasem, zgodnie z art. 307 traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (obecny art. 351 traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej), Polska – jako państwo członkowskie UE – w zakresie łączących je umów międzynarodowych zawartych przed dniem akcesji do UE, zostało zobowiązane do zastosowania wszelkich właściwych środków w celu wyeliminowania stwierdzonych niezgodności z prawem UE. Dodatkowo, to zobowiązanie traktatowe zostało wyraźnie potwierdzone w art. 6 ust. 10 traktatu akcesyjnego

go (aktu dotyczącego warunków przystąpienia), przy czym zostało ono uzupełnione o następujące stwierdzenie: „Jeżeli nowe państwo członkowskie napotyka trudności w dostosowaniu umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich przed przystąpieniem, państwo to, zgodnie z postanowieniami umowy, wystąpi z niej”.

Jednocześnie – z drugiej strony – niezależnie od postanowień prawa UE, w związku z postanowieniami porozumienia z 1993 r., ciążyły na Polsce zobowiązania wynikające z konwencji wiedeńskiej o prawie traktatów, sporządzonej w Wiedniu 23 maja 1969 r.³. Postanowienia art. 26 konwencji zawierają podstawową zasadę międzynarodowego porządku prawnego (*pacta sunt servanda*), zgodnie z którą „każdy będący w mocy traktat wiąże jego strony i powinien być przez nie wykonywany w dobrej wierze”. Ponadto, zgodnie z art. 27 konwencji, „strona nie może powoływać się na postanowienia swojego prawa wewnętrznego dla usprawiedliwienia niewykonania przez nią traktatu”. Warto również przypomnieć, że zasada *pacta sunt servanda* jest zasadą zapisaną w polskiej konstytucji. Zgodnie z jej art. 9, „Rzeczpospolita Polska przestrzega wiążącego ją prawa międzynarodowego”.

Od dnia akcesji na niezgodności porozumienia z 1993 r. z prawem UE wskazywał Urząd Komitetu Integracji Europejskiej i Ministerstwo Spraw Zagranicznych oraz Komisja Europejska, która 25 czerwca 2009 r. wszczęła przeciwko Polsce na podstawie art. 258 TFUE postępowanie ws. naruszenia prawa UE (naruszenie nr 2009/2202)⁴.

Postanowienia porozumienia z 1993 r. zawierały kilka kluczowych niezgodności z prawem UE. Wymagały one dokonania zmian w celu dostosowania porozumienia do prawa Unii Europejskiej.

Przepisem wymagającym zmiany był art. 4 porozumienia, zgodnie z którym pierwotnie funkcja operatora gazociągów tranzytowych powierzona została PGNiG. Przepis ten był niezgodny z przepisami prawa UE oraz prawa energetycznego, bowiem posługiwał się nieznanym tym porządkom prawnym terminem „operator gazociągu tranzytowego”. Zarówno prawo UE (dyrektywa 2003/55/WE⁵, jak i dyrektywa 2009/73/WE⁶) oraz prawo energetyczne posługują się terminem „operator systemu przesyłowego”. Posługiwanie się nieznanym tym porządkowym prawnym terminem sugerowało wyróżnienie gazociągu jamalskiego (tranzytowego) jako infrastruktury odmiennej od infrastruktury przesyłu gazu lub potraktowanie infrastruktury tranzytu gazu jako specyficznej odmiany infrastruktury przesyłu gazu. Tymczasem orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości UE jasno wskazuje, że termin „tranzyt” zawiera się w terminie „przesył” i nie powinno się rozróżniać ich zakresów (por. C-241/09 Fluxys⁷). Ponadto, konieczna była zmiana podmiotu wskazanego jako operator systemu: PGNiG – podmiot funkcjonujący na rynku gazu jako dostawca – nie mógł być wskazany jako operator systemu przesyłowego, jakim jest gazociąg jamalski. Tym samym zmiany porozumienia powinny doprowadzić do przejścia wszystkich obowiązków operatorskich na gazociąg przez spółkę GAZ-SYSTEM.

Bezpośrednio z kwestią wykonywania funkcji operatorskich na gazociągu przesyłowym przez niezależnego operatora wiąże się możliwość realizacji w praktyce podstawowej

zasady funkcjonowania unijnego rynku wewnętrznego gazu ziemnego, tzw. zasady TPA (dostępu stron trzecich). Zasada ta wynika z art. 20 dyrektywy 2003/55/WE, powtórnego co do zasady w art. 32 dyrektywy 2009/73/WE. W praktyce sprowadza się ona do nałożenia na przedsiębiorstwa sieciowe (czyli takie, których przedmiotem działalności jest zarządzanie sieciami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i gazu) obowiązku udostępnienia sieci innym podmiotom i świadczenia za odpowiednią opłatą usług przesyłowych, czyli przesyłania swoimi sieciami energii od dostawcy do odbiorcy. Przyszły operator powinien zarządzać gazociągiem jamalskim jako infrastrukturą przesyłu gazu w taki sposób, by zapewnić każdemu zainteresowanemu podmiotowi zdolności przesyłowe sieci na równych i transparentnych zasadach, wskazanych w rozporządzeniu nr 1775/2005⁸ oraz rozporządzeniu nr 715/2009⁹. Warto również podkreślić, że operator systemu przesyłowego nie powinien być w żaden sposób ograniczany (w tym również przez właściciela zarządzanej sieci) w wykonywaniu swoich obowiązków operatorskich (por. art. 9, 14, 20 dyrektywy 2009/73/WE oraz postanowienia rozporządzenia nr 715/2009).

Kolejnym postanowieniem porozumienia z 1993 r. wymagającym zmiany w celu dostosowania do prawa UE, był jego art. 8, zawierający klauzulę „zakazu reeksportu zakupionego gazu” (ang. *destination clause*). Klauzula uniemożliwiająca dalszą odsprzedaż nabytego towaru jest uznawana przez prawo UE za bardzo poważne naruszenie prawa konkurencji (naruszenie *hardcore* – ang. *hardcore restraint*). Klauzule zakazujące reeksportu zakupionych towarów zostały wielokrotnie uznane przez TSUE oraz sąd UE za sprzeczne z art. 101 TFUE. W wyrokach w sprawach T-175/95 i T-176/95 sąd wprost wskazał, że „ze swej natury, w wyniku zawarcia w umowie pomiędzy przedsiębiorstwami klauzuli, zgodnie z którą nabywca nie może odsprzedać lub eksportować towarów, które nabył, dochodzi do podziału rynku i w konsekwencji zakłóca ona handel między państwami członkowskimi”. Komisja wielokrotnie wszczyniała postępowania przeciwko przedsiębiorstwom gazowniczym, które w łączących je umowach zawierały „klauzulę reeksportową”¹⁰. Podkreślić należy, że – co prawda – art. 101 TFUE skierowany jest bezpośrednio do przedsiębiorstw, a art. 8 porozumienia co do zasady skierowany został do państwstron tego porozumienia, jednakże jego brzmienie determinuje późniejsze umowy handlowe, które musiały zostać zawarte między PGNiG a Gazpromem. Tym samym przepis, który powoduje, że umowy handlowe zawarte w jego wyniku obciążone są niezgodnością z prawem UE (w tym przypadku z art. 101 TFUE) uznać należy za sprzeczny z zasadą lojalnej współpracy, wyrażoną w art. 4 ust. 3 TUE.

PRZEBIEG POLSKO-ROSYJSKICH NEGOCJACJI GAZOWYCH W 2009 I 2010 ROKU

Negocjacje między Polską i Rosją zostały rozpoczęte w 2009 r., a ich przebieg można podzielić na dwa etapy: pierwszy (2009 – luty 2010) i drugi (wrzesień 2010 – 17 października 2010 r.).

Warto przypomnieć, że 11 marca 2010 r. weszła w życie ważna dla przebiegu negocjacji i przyszłego funkcjonowania gazociągu jamalskiego nowelizacja prawa energetycznego (ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz o zmianie niektórych innych ustaw¹¹). Nowelizacja ta dodała do prawa energetycznego nowy art. 9h, ust. 9, zgodnie z którym prezes URE uzyskał uprawnienie do wyznaczenia m.in. operatora systemu przesyłowego *ex officio*, a więc bez konieczności oczekiwania na wniosek właściciela, zawierający umowę operatorską. Warunkiem skorzystania przez prezesa URE z tego prawa było niezłożenie przez właściciela sieci stosownego wniosku do 11 września 2010 r. (art. 15 ust. 1 pkt 2 ustawy z 8 stycznia 2010 r.).

Po zakończeniu pierwszego etapu negocjacji strony uzgodniły wstępne brzmienie dwóch protokołów zmieniających porozumienie z 1993 r. i protokół z 2003 r.¹². Zostały one wstępnie zaakceptowane przez Radę Ministrów na mocy uchwały Rady Ministrów nr 17/2010 z 10 lutego 2010 r., jednakże uznano je za nie w pełni spełniające oczekiwania w zakresie zapewnienia zgodności funkcjonowania gazociągu jamalskiego z prawem UE. Zastrzeżenia do ich postanowień w zakresie zgodności z prawem UE wniósł w lutym 2010 r. polski MSZ, a następnie Komisja Europejska w marcu i kwietniu 2010 r.¹³.

W związku z tym Rada Ministrów podjęła decyzję o ponownym otwarciu negocjacji z Rosją.

W drugiej fazie negocjacji, które odbyły się we wrześniu i październiku 2010 r., grupę polskich negocjatorów reprezentujących ministra gospodarki, ministra spraw zagranicznych, ministra skarbu państwa oraz prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wspomagała Komisja Europejska, której przedstawiciele weszli do składu polskiej delegacji i uczestniczyli we wszystkich spotkaniach stron na poziomie międzyrządowym. Zaangażowanie KE dotyczyło zgodności projektowanego porozumienia z prawem UE. Nie dotyczyło zaś komercyjnych warunków dostaw rosyjskiego gazu do Polski.¹⁴ Warto bowiem przypomnieć, że jednocześnie z negocjacjami na poziomie rządowym toczyły się negocjacje na poziomie korporacyjnym. Polskie i rosyjskie przedsiębiorstwa negocjowały dwie umowy handlowe: PGNiG i Gazprom negocjowały aneks do kontraktu jamalskiego z 25 września 1996 r. pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem a spółkami: Gazprom i Gazprom Export.

Równolegle, EuRoPol Gaz (przy aktywnym udziale PGNiG oraz Gazpromu jako jego dominujących współwłaścicieli) negocjował z GAZ–SYSTEM umowę operatorską, na mocy której właściciel polskiego odcinka gazociągu jamalskiego zamierzał powierzyć firmie GAZ–SYSTEM funkcję operatora systemu przesyłowego na tym gazociągu.

Negocjacje zostały zakończone parafowaniem projektów: protokołu o wniesieniu zmian do porozumienia między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r. (dalej „protokół do porozumienia”)¹⁵

oraz protokołu o wniesieniu zmian do protokołu dodatkowego do porozumienia między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r., podpisanego 12 lutego 2003 r.¹⁶. Protokoły oraz nowy kontrakt gazowy między PGNiG i Gazpromem uroczystie podpisali w Warszawie premierzy Waldemar Pawlak i Igor Sieczyn 29 października 2010 r. (dalej „protokół do protokołu”)¹⁷.

POROZUMIENIE WS. ZMIAN W POLSKO-ROSYJSKIEJ UMOWIE GAZOWEJ (CO ZOSTAŁO OSIĄGNIĘTE W WYNIKU DRUGIEJ TURY NEGOCJACJI)

Zgodnie z polsko-rosyjskim porozumieniem gazowym, przesył gazu ziemnego przez Polskę do Europy Zachodniej będzie kontynuowany do 2019 r., natomiast dostawy gazu do Polski do 2022 r. (art. 1 protokołu do protokołu). Strony postanowiły jednocześnie, że będą „dążyły do tego, aby odpowiednie podmioty gospodarcze Rzeczypospolitej Polskiej oraz Federacji Rosyjskiej w możliwie krótkim terminie podpisały nowy kontrakt na przesył gazu ziemnego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w latach 2020–2045 w wysokości około 28 mld m³ rocznie” (art. 2 protokołu do protokołu). Umożliwi to firmom, o ile zajdzie taka potrzeba, wydłużenie okresu przesyłu gazu gazociągiem jamalskim do 2045 r.¹⁸.

Co szczególnie istotne, w wyniku zmian wprowadzonych do porozumienia i protokołu z 2003 r. polsko-rosyjska umowa gazowa nie jest obecnie sprzeczna z prawem UE. Przede wszystkim dokonano zmiany art. 4 porozumienia z 1993 r. – zgodnie z jego obecnym brzmieniem, operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego będzie GAZ–SYSTEM. Tym samym spółka ta będzie zobowiązana do realizacji obowiązków ciążących na operatorach systemów przesyłowych w zgodzie z prawem UE i prawem energetycznym. Drugą niezmiernie istotną zmianą jest wykreślenie z porozumienia z 1993 r. art. 8, a tym samym usunięcie z porozumienia klauzuli zakazującej reeksportu (odsprzedaży) zakupionego przez Polskę gazu. Doprecyzowano też sposób określania stawki taryfowej za przesył gazu gazociągiem jamalskim (art. 2 protokołu do protokołu).

Ponadto, strony postanowiły o zmianie struktury własnościowej EuRoPol Gazu poprzez przymusowe wykupienie przez większościowych akcjonariuszy (PGNiG i Gazprom) akcjonariusza mniejszościowego – Gas-Trading. Tym samym docelowo każdy z dwóch akcjonariuszy większościowych będzie miał po 50% akcji spółki EuRoPol Gaz. Przesądzono również o wprowadzeniu zmian do statutu i regulaminu zarządu, które będą odzwierciedlały zasadę parytetowego zarządzania EuRoPol Gaz przez dwóch właścicieli (art. 2 protokołu do porozumienia).

Powyższe ustalenia zostały dokonane z poszanowaniem obowiązujących umów przesyłowych zawartych między EuRoPol Gaz a Gazpromem i PGNiG,¹⁹ w których spółki te

dokonały odpowiednio do 2020 oraz 2022 roku rezerwacji wykorzystywanych obecnie zdolności przesyłowych gazociągu jamalskiego (preambuły obu protokołów).

KONSEKWENCJE PRAWNE WYNEGOCJOWANYCH ZMIAN W POROZUMIENIU

Najważniejszą konsekwencją prawną nowego polsko-rosyjskiego porozumienia gazowego jest wyznaczenie 17 listopada 2010 r. przez prezesa URE spółki GAZ–SYSTEM operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego na 15 lat (do 31 grudnia 2025 r.)²⁰. Najważniejsze, że mimo iż operator został wyznaczony w trybie art. 9h ust. 9 prawa energetycznego (a więc w trybie *ex officio*), doszło do tego w sposób niekonfrontacyjny, po wcześniejszym uzgodnieniu między EuRoPol Gaz i GAZ–SYSTEM umowy operatorskiej, która została wzięta pod uwagę przez prezesa URE w procesie wyznaczania operatora z urzędu.

Nowy operator polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – spółka GAZ–SYSTEM – będzie odpowiedzialny za wdrożenie i realizację wszystkich obowiązków operatora, w tym obowiązku przyjęcia mechanizmów alokacji zdolności przesyłowej, co będzie wymagało zatwierdzenia przez regulatora kodeksu sieci („Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”)²¹. Operator będzie również

zobowiązany do podawania do publicznej wiadomości informacji o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej dla punktów „wejścia” i „wyjścia” z polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Pozwoli to na realizację, z poszanowaniem obowiązujących umów przesyłowych, zasady TPA i umożliwienie stronom trzecim przesyłania gazu przy wykorzystaniu infrastruktury gazociągu jamalskiego. Kluczowe w tym zakresie wydaje się wprowadzenie przez nowego operatora nieobecnej dotychczas na tej infrastrukturze usługi tzw. rewersu wirtualnego. W przyszłości możliwy będzie również tzw. rewers fizyczny, zgodnie z zobowiązaniem wynikającym z art. 6 ust. 5 *in fine* rozporządzenia nr 994/2010²².

Najważniejsze, że po wygaśnięciu dwóch wspomnianych powyżej umów przesyłowych, zawartych między EuRoPol Gaz a Gazpromem i PGNiG, cała zdolność przesyłowa polskiego odcinka gazociągu jamalskiego będzie oferowana uczestnikom rynku gazu w sposób równy i niedyskryminacyjny. Do dnia wygaśnięcia obu umów wolne zdolności przesyłowe będą udostępniane, zgodnie z zasadą TPA, w ramach umów przerywanych oraz krótkoterminowych. ■

Marcin Nowacki

Dr Marcin Nowacki jest radcą ministra w Departamencie Prawa Unii Europejskiej MSZ. Autor reprezentował MSZ w negocjacjach z Federacją Rosyjską.

¹ Traktat wszedł w życie 08.05.1993.

² Tekst opinii został opublikowany w: E. Piontek, *Kontrakt stulecia do remontu*, „Rurociągi” 1997, nr 4, str. 3–5. Patrz również: J. Marszałek, *Opinia prawna nt. gazociągu jamalskiego*, „Rurociągi” 2003, nr 2–3.

³ Dz.U. z 1990 r. nr 1990, poz. 439.

⁴ Lista postępowań przeciwko państwom członkowskim o naruszenie prawa UE (art. 258 TFUE) dostępna na stronie internetowej: http://ec.europa.eu/community_law/infringements/infringements_pl.htm. Patrz również: informacja prasowa Komisji Europejskiej znak IP/09/1035 z 25 czerwca 2009 r.

(<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1035&format=HTML&aged=0&language=PL&guiLanguage=en>) oraz MEMO/09/296 z 25 czerwca 2009 r.

(<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/09/296&format=HTML&aged=0&language=en>).

⁵ Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE; Dz. Urz. UE L 176 z 15.7.2003, str. 57.

⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE; Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009, str. 94.

⁷ Wyrok TSUE z 9 grudnia 2010 r. w sprawie C-241/09 Fluxys, dotychczas niepublikowany. Patrz również: opinia rzecznika generalnego Verici Trstenjak w tej sprawie z 28 września 2010 r., dotychczas niepublikowana.

⁸ Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) z 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego; Dz. Urz. UE L 289 z 3.11.2005, str. 1.

⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005; Dz. Urz. UE L 211 z 14.8.2009, str. 36.

¹⁰ Por. M. Nowacki, *Prawne aspekty bezpieczeństwa energetycznego w UE*, Warszawa 2010, str. 251–253.

¹¹ Dz.U. z 2010 nr 21, poz. 104.

¹² Teksty wynegocjowanych przez strony protokołów w pierwotnym

brzmieniu dostępne na stronie internetowej: <http://bi.gazeta.pl/im/5/7603/m7603695.pdf>.

¹³ Por. A. Kublik, *Tranzyt tani niesłychanie*, „Gazeta Wyborcza” z 10 marca 2010 r. i R. Zajdlem, *Czy umowa gazowa z Rosją jest zgodna z Konstytucją*, „Rzeczpospolita” z 24 maja 2010 r.

¹⁴ Por. prezentacja Komisji Europejskiej: „Polish-Russian gas negotiations. Outcome and role of the Commission” przedstawionej na posiedzeniu Grupy Roboczej ds. Energii 23 listopada 2010 r.

¹⁵ Tekst protokołu do porozumienia z 1993 r. dostępny na stronie internetowej: <http://www.mg.gov.pl/files/upload/11861/1993.pdf>.

¹⁶ Tekst protokołu do protokołu z 2003 r. dostępny na stronie internetowej: <http://www.mg.gov.pl/files/upload/11861/2003.pdf>.

¹⁷ Patrz informacja na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki: <http://www.mg.gov.pl/node/11838>.

¹⁸ Patrz informacja na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki: <http://www.mg.gov.pl/node/11861>.

¹⁹ Te umowy to: 1) kontrakt z 17 maja 1995 r. na przesył rosyjskiego gazu ziemnego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do krajów Europy Zachodniej, między spółką z ograniczoną odpowiedzialnością „Gazprom Eksport” i EuRoPol Gaz spółka akcyjna oraz 2) kontrakt z 1 lipca 2004 r. na przesył gazu ziemnego zawarty między PGNiG spółka akcyjna i EuRoPol Gaz spółka akcyjna.

²⁰ Szerzej na ten temat patrz w informacji prezesa URE: http://www.ure.gov.pl/portal/pl/424/3778/Na_drozdzie_do_rozwoju_konkurencji_i_za.html.

²¹ W sprawie obowiązków GAZ–SYSTEM w oświadczeniu Günther Oettingera z 4 listopada 2010 r. w sprawie polsko-rosyjskiej umowy gazowej patrz również: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/10/620&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>.

²² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE; Dz. Urz. UE L 295 z 12.11.2010, str. 1. Zgodnie z art. 6 ust. 5 *in fine* tego rozporządzenia: „(...) W terminie do 3 grudnia 2013 r. operatorzy systemów przesyłowych gazu dostosowują funkcjonowanie części lub całości systemów przesyłowych, aby umożliwić fizyczny dwukierunkowy przepływ gazu na połączeniach transgranicznych”.

Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych

Smart metering w elektroenergetyce

Adam Babś, Piotr Begier

Sieciami inteligentnymi zajmują się elektroenergetycy i u nich *smart metering* nie może od takich sieci abstrahować. W branży gazowniczej zaś *smart metering* to zagadnienie autonomiczne. Warto, żeby specjaliści z obu branż wymieniali się wiedzą, doświadczeniami i informowali się o zamiarach i planach, aby w miarę możliwości unikać „wyważania otwartych drzwi”.

Temat inteligentnych pomiarów jest na tyle nowy, że nie utrzymała się jeszcze praktyka językowa w tym zakresie. Wymiennie z terminem „inteligentne opomiarowanie” lub „inteligentne pomiary” używane jest angielskie określenie *smart metering*. Również w zakresie nazewnictwa inteligentnego systemu pomiarowego oraz jego części składowych istnieją obok siebie nazwy angielskie, często o różnej denotacji, oraz nazwy spolszczone. Obecnie za sprawą pierwszych wdrożeń w kraju utrwała się nazwa inteligentny system pomiarowy lub po prostu akronim AMI¹.

Sytuacja w kraju w dziedzinie zastosowań systemów AMI

Zainteresowanie spółek dystrybucyjnych (OSD) i operatora sieci przesyłowej (OSP) w dużej części spowodowane jest „mapą drogową”² wdrożenia, wynikającą z dyrektyw UE:

- dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych [1];
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [2].

W części opisowej dyrektywy 2009/72/WE w pozycji 55 stwierdza się, że

wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych powinno uwzględniać ocenę ekonomiczną tego przedsięwzięcia. Jeżeli z oceny takiej wyniknie, że wprowadzenie tego rodzaju systemów pomiarowych jest racjonalne z gospodarczego punktu widzenia i opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia energii elektrycznej, państwa członkowskie powinny móc to uwzględnić przy wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych.

Dyrektywa 2009/72/WE w załączniku 1 pkt 2 stanowi, że do 3 września 2012 państwa członkowskie dokonają ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta, a także oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.

Publikowany tekst przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej jest wynikiem współpracy Izby Gospodarczej Gazownictwa z PTPIREE w zakresie wypracowania rozwiązań systemowych dotyczących wprowadzenia *smart meteringu* w Polsce. W ramach tej współpracy na łamach miesięcznika branżowego „Energia Elektryczna” (nr 4/2011) opublikowany został artykuł pt. „*Smart metering* w gazownictwie”, autorstwa Dariusza Dzirby, dyrektora w PGNiG SA i eksperta IGG.

W przypadku, gdy rozpowszechnianie inteligentnych liczników zostanie ocenione pozytywnie, w inteligentne systemy pomiarowe wyposażą się do 2020 roku przynajmniej 80% odbiorców. Czas wdrożenia tych systemów nie powinien przekraczać 10 lat. Państwa członkowskie lub jakikolwiek wyznaczony przez nie właściwy organ zapewnią współdziałanie tych systemów pomiarowych na swym terytorium i należycie uwzględnią stosowanie odpowiednich standardów i najlepszych praktyk oraz znaczenie rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Do 3 września 2012 roku należy przeprowadzić analizę kosztów i korzyści, aby decyzja o wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych była oparta na racjonalnych podstawach. Wykonywane przez firmy dystrybucyjne (OSD) w roku 2011 instalacje pilotażowe umożliwią praktyczne sprawdzenie aspektów technicznych i ekonomicznych wdrożenia.

Na podstawie wdrożeń wykonanych w kraju w latach 2009 i 2010, obejmujących instalacje z ok. 1000 licznikami każda, można stwierdzić, że dominującą techniką komunikacyjną wykorzystywaną w relacji licznik – koncentrator jest technika transmisji wykorzystująca sieć elektroenergetyczną jako medium komunikacyjne (ang. PLC – *Power Line Communication*). Dotychczasowe, kilkumiesięczne doświadczenia są pozytywne, a dodatkową zaletą jest możliwość wykorzystania transmisji danych nie tylko w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (nn), ale także w sieci średniego napięcia (SN). Rozwiązanie takie może uniezależnić OSD od konieczności korzystania z usług operatora telefonii ko-

mórkowej w relacji koncentrator – system odczytowy.

Pozytywne doświadczenia uzyskano również w instalacji pilotażowej (ponad 1000 liczników) wykorzystującej technikę radiową bazującą na technologii MESH, w której układy regeneratorów (ang. *repeaters*) instalowane są wewnątrz obudowy licznika.

Instalacje pilotażowe potwierdzają także, że w przypadku zabudowy skupionej dobrze sprawdza się rozwiązanie komunikacji z licznikami, w którym medium komunikacyjnym między licznikami a koncentratorem jest skrętka miedziana.

Krótką charakterystyka wdrożeń w krajach UE

W latach 2004–2008 najwięcej uwagi skupiało się na „projekcie włoskim”. Włochy były pierwszym krajem UE, który zastosował system AMI na szeroką skalę (dla około 27 milionów odbiorców). W systemie firmy ENEL zastosowano technikę NPL (ang. *Narrowband Power Line*) do komunikacji z licznikami energii elektrycznej [3]. Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych w wysokości 2,1 miliarda euro oszacowano na 5 lat, przy założeniu rocznych oszczędności z wdrożenia na poziomie 500 milionów euro. O skali przedsięwzięcia świadczy fakt, że w miesiąc wymieniano około 700 tys. liczników. Od 2006 roku istnieje obowiązek instalacji liczników nowej generacji. Do końca 2011 ok. 36 milionów odbiorców będzie wyposażonych w tego typu liczniki.

Włoskie rozwiązanie, uznawane dotąd za modelowe, do komunikacji pomiędzy licznikiem a koncentratorem z prędkością 2,4 kb/s wykorzystuje przede wszystkim wymianę informacji poprzez sieć nn. Do komunikacji pomiędzy koncentratorem a systemem centralnym wykorzystano usługę GPRS, oferowaną przez operatorów telefonii komórkowej. Opisany system ma zdolność ograniczania poboru mocy przez określonych odbiorców. Szacuje się, że przy wykorzystaniu funkcji systemu możliwe jest szybkie zmniejszenie obciążenia szczytowego o 5%.

Obecnie najbardziej zaawansowany technicznie projekt wdrożenia AMI jest realizowany we Francji. W 2008 r. zakończono postępowanie konkursowe na sys-

tem zbierania i przetwarzania danych pomiarowych w największej firmie dystrybucyjnej w UE, tj. ERDF (spółka-córka EDF). Wybrano konsorcjum złożone z trzech firm – dostawców liczników. Uzgodniono ich dostawę przez każdego członka konsorcjum. Wymaga się współpracy w ramach systemu i tego, aby transmisja danych z liczników odbywała się z wykorzystaniem sieci nn jako medium transmisji (PLC). Właśnie upływa termin zainstalowania liczników w dwóch regionach Francji. Według ostatnich informacji, w ukończonej instalacji osiągnięto skuteczność odczytów liczników ok. 92%.

Oczekuje się, że masowe wdrożenia wykreują nowy standard komunikacyjny w sieci nn.

Funkcjonalność liczników inteligentnych

Nie utrzymała się, jak dotąd, jedna wersja wymagań funkcjonalnych dla liczników w systemach AMI. Celowe wydaje się wyodrębnienie funkcjonalności podstawowej, którą powinien spełniać każdy licznik inteligentny w systemie AMI, oraz funkcjonalności zaawansowanej. Funkcjonalność podstawowa ma zapewnić osiągnięcie zasadniczego celu wdrażania systemów AMI. Innym aspektem wyodrębnienia funkcjonalności podstawowej jest powiązanie jej z możliwością finansowania poprzez rozwiązania taryfowe, podczas gdy funkcjonalność dodatkowa mogłaby być finansowana przez podmioty zainteresowane jej wprowadzeniem. Przykładową specyfikację funkcji licznika w systemie AMI zawiera zamieszczona tabela.

Sugerowana struktura AMI w przedsiębiorstwie dystrybucyjnym

W systemie AMI można wyróżnić cztery warstwy funkcjonalne:

- **pomiarową** – liczniki energii elektrycznej wyposażone w moduły komunikacyjne do wymiany danych z koncentratorem lub systemem odczytowym,
- **komunikacji z licznikami** – obejmująca pasywną i aktywną infrastrukturę komunikacyjną,

■ **rejestracji pomiarów** – system odczytowy pełniący funkcje określone w terminologii systemów informatycznych jako *back office*.

■ **zarządzania pomiarami** – system zarządzania pomiarami (centralny system pomiarowy OSD).

Pojawienie się w ostatnich latach wydajnej techniki transmisji informacji z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznej niskiego i średniego napięcia stworzyło możliwość bezpośredniego dostępu do licznika z poziomu systemu odczytowego z pominięciem koncentratorów.

Standaryzacja rozwiązań

Powszechne jest oczekiwanie stron zaangażowanych w problematykę inteligentnych systemów pomiarowych na zdefiniowanie standardów, zwłaszcza standardów w dziedzinie wymiany informacji pomiędzy opisanymi warstwami systemu AMI. Tymczasem standaryzacja rozwiązań na określonym styku (interfejsie) nie zawsze jest korzystna technicznie i ekonomicznie [4]. Jest tak, dlatego że firmowe rozwiązania dedykowane mogą być znacznie bardziej dopasowane do istniejących technik wymiany informacji i dzięki temu tańsze i bezpieczniejsze. Zatem wprowadzenie standaryzacji należy dokładnie przeanalizować, aby standaryzacja określonych elementów AMI, niedopasowana do zakładanej infrastruktury, nie stała się czynnikiem hamującym wprowadzenie nowych rozwiązań.

Spodziewane korzyści

Przeprowadzane w kraju analizy ekonomiczne dają różne rezultaty, głównie z powodu odmienności przyjętych w nich założeń wyjściowych. Różnice wynikają przede wszystkim z szerszego lub węższego określenia grupy potencjalnych beneficjentów.

Zazwyczaj lista korzyści specyfikowanych w różnych analizach jest obszerna i dotyczy również potencjalnych korzyści możliwych do osiągnięcia przez inne podmioty niż potencjalny inwestor, tj. OSD. Korzyściami o takim charakterze są np. spodziewane wyrównanie dobowej krzywej obciążenia, tańsza energia dla odbiorcy i wiele in-

nych. Możliwe do osiągnięcia przez OSD korzyści to:

- zmniejszenie kosztów nielegalnego poboru energii,
- uniknięcie kosztów na skutek szybszej identyfikacji odbiorców trwale niepłacących,
- uniknięcie kosztów okresowej wymiany liczników starego typu,
- uniknięcie kosztów zdjęcia licznika i odcięcia poboru w przypadku windykacji należności,
- uniknięcie kosztów pracy inkasentów,
- skrócenie okresu kredytowania odbiorców (zmniejszenie kapitału obrotowego),
- uniknięcie kosztów pracy monterów w związku z lepszą jakością nowych liczników.

Wstępne szacunki wskazują, że wyeliminowanie nielegalnego poboru i sprzedaż połowy nielegalnie pobieranej energii powinny przynieść korzyści w wysokości około 16 zł/odbiorcę rocznie, a łączne korzyści dla OSD szacuje się na około 30 zł/odbiorcę.

Szacunkowe koszty wdrożenia i eksploatacji AMI

Koszty inwestycyjne związane z wdrożeniem AMI dla 1 miliona odbiorców szacuje się na około 400–600 mln zł, natomiast koszty eksploatacyjne od 5 do 10 mln zł rocznie. Zestawiając szacunkowe roczne korzyści z wdrożenia systemu AMI z oszacowanymi kosztami inwestycyjnymi, łatwo zau-

ważyć, że okres zwrotu nakładów wynosi ponad 10 lat. Uwzględnienie kosztów eksploatacyjnych prowadzi do pogorszenia tego wyniku. Przedstawione szacunkowe wyliczenie powinno być zweryfikowane przez wdrożenie instalacji pilotażowych obejmujących znaczną liczbę odbiorców i przeprowadzenie dokładnej analizy kosztów wdrożenia i osiągniętych korzyści.

* * *

Przedstawiając wyniki rozważań o wdrożeniu *smart meteringu* w elektroenergetycznych spółkach dystrybucyjnych, niezbędne jest dodanie uzupełnienia o podjęciu wdrożeń pilotażowych. Najszerzy program realizowany jest w ENERGA-Operator S.A. – obecnie ok. 100 tys. odbiorców skupionych w trzech lokalizacjach. W pozostałych także zbierane są doświadczenia praktyczne. Oczekuje się, że przydadzą się do przygotowania analizy wymaganej dyrektywą 2009/72/WE, załącznik 1. Ale będą również mogły być wykorzystane przez specjalistów z sektora gazowniczego. Ponieważ wdrożenie *smart meteringu* oprócz zmian technicznych i organizacyjnych wymagać będzie także zmian w przepisach prawa i w sprawowaniu regulacji, mimo specyfiki elektroenergetyki i gazownictwa, współpraca powinna przynieść efekty w obu branżach. ■

Adam Babś,

Instytut Energetyki, Oddział Gdańsk

Piotr Begier,

PTPIREE

Specyfikacja funkcji licznika w systemie AMI

Funkcje podstawowe
Pomiar i rejestracja energii czynnej:
• rejestracja dobowych profili zużycia energii czynnej z uśrednieniem 1 godz.,
• rejestracja dobowego zużycia energii czynnej,
• rejestracja zużycia energii narastająco od pierwszego uruchomienia licznika,
• rejestracja mocy maksymalnej 15-minutowej w ciągu doby.
Zdalne odłączanie/załączanie odbiorcy inicjowane przez OSD/OSP – elementy wyłączające zabudowane w liczniku. Ponowne załączanie możliwe przez podmiot, który zażądał usługi wyłączenia.
Ograniczanie mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę realizowane na podstawie zdalnie wprowadzonych nastaw: wartości progowej pobieranej mocy, czasu pobudzenia (ostrzegania) przed wyłączeniem, czasu ponownego samoczynnego załączenia.
Wykrywanie i rejestracja oraz odczyt na żądanie takich zdarzeń, jak:
• aktualizacja nastaw funkcji ograniczania mocy lub jej aktywacja/deaktywacja,
• zmiana trybu pracy licznika – kredytowy/przedpłatowy,
• wymiana/aktualizacja oprogramowania licznika.
Wykrywanie i rejestracja oraz spontaniczna transmisja do systemu odczytowego takich zdarzeń, jak:
• wykrycie zaniku/powrotu zasilania,
• detekcja włamań do licznika i kradzieży energii,
• wyłączenie/załączenie odbiorcy w wyniku interwencji OSD/OSP,
• lub ograniczenia poboru mocy czynnej,
• funkcja przedpłatowa (o ile przewidziano).
Funkcje komunikacyjne Obecność 2 interfejsów: 1 – do dwukierunkowej komunikacji z systemem odczytowym, 2 – do komunikacji z terminalem obsługi. Zapewnienie bezpieczeństwa transmisji danych: uwierzytelnienie i szyfrowanie; wyświetlanie pomiarów na wyświetlaczu własnym lub zewnętrznym.
Funkcje systemowe – detekcja obecności licznika w systemie AMI. Możliwość zdalnej zmiany oprogramowania licznika.
Funkcje dodatkowe
Dodatkowe funkcje pomiarowe: pomiar energii czynnej w zadanych strefach czasowych – niezależne liczydła strefowe (maks. 24 strefy/liczydła taryfowe) dla dwóch niezależnych kalendarzy. Zdalne/lokalne otwieranie/zamykanie okresu obrachunkowego dla dwóch niezależnych kalendarzy. Pamięć min. dwóch ostatnich okresów obrachunkowych (stanów liczydeł).
Interfejs do terminalu odbiorcy: wyposażenie licznika w interfejs dwukierunkowej transmisji danych z terminalem odbiorcy.
Interfejs do urządzeń pomiarowych w gospodarstwie domowym – bramka do urządzeń pomiarowych w gospodarstwie domowym, funkcja MASTER.
Interfejs do sieci domowej HAN.
Funkcje opcjonalne
Pomiar energii biernej, pomiar energii w obu kierunkach – dla rozproszonej generacji (prosument), rejestracja dobowych profili zużycia energii czynnej z uśrednieniem 15 min.
Pomiary parametrów jakościowych energii elektrycznej.
Tryb przedpłatowy/kredytowy.

¹ AMI – ang. *Advanced Metering Infrastructure*.

² Kolejna kalka językowa angielskiego terminu *road map*, oznaczająca szczegółowy plan lub objaśnienia prowadzące do osiągnięcia określonego celu lub określenie kolejności działań.

Literatura

[1] Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r.

[2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r.

[3] Description of Current State-of-the-Art Technologies & Protocols – Description of State-of-the-Art PLC-Based Access Technology. Open Meter Report D2.1/Part 2, ver. 2.3, May, 2009.

[4] Guidelines on Advanced Metering Infrastructure Version 2.0, Nowa Zelandia, styczeń 2009.

Izolacje – lepiej już było

Adam Cymer

Wielokrotnie na łamach „Przeglądu Gazowniczego” poruszaliśmy problemy związane z zabezpieczeniem antykorozyjnym gazociągów, zarówno w zakresie stosowanych technologii, jak i przygotowania zawodowego poziomu świadczonych usług serwisowych. **Wracamy do tematu, zachęteni listem do redakcji, który nadesłał Andrzej Garyantesiewicz, rzeczoznawca SITP NiG ds. ochrony antykorozyjnej konstrukcji podziemnych.**

W liście czytamy m.in.: „Na podstawie moich ponad 40-letnich doświadczeń w pracy przy ochronie antykorozyjnej rurociągów stalowych, a zwłaszcza gazociągów, chciałbym przedstawić moją aktualną ocenę zabezpieczenia antykorozyjnego na placach budowy. Z pełną odpowiedzialnością mogę stwierdzić, że w tym zakresie sytuacja w Polsce jest – z jednej strony – dobra, ponieważ Izba Gospodarcza Gazownictwa przyjęła dwa doskonałe i wszechstronnie opracowane, w pełni dojrzałe pod względem technicznym standardy o symbolach ST-IGG-0601:2008 i ST-IGG-0602:2008. Z drugiej jednak strony, jest bardzo źle, bo standardy te, opracowane dwa lata temu, nie zostały przyjęte do obligatoryjnego stosowania przez PGNiG i podległe przedsiębiorstwa. Również norma materiałowa dotycząca izolacji PN 12068 oraz norma odbiorowa izolacji na budowie PN 10329 nie obowiązują obligatoryjnie.

Wszystko, co dalej przedstawię na temat aktualnej sytuacji poziomu technicznego i montażu na budowie powłok izolacyjnych, nie dotyczy GAZ-SYSTEM-u S.A. Oddział Gdańsk, Pomorskiej Spółki Gazownictwa oraz GAZ-SYSTEM-u S.A. Oddział Rembelszczyzna, w których to przedsiębiorstwach z własnej inicjatywy pracowników wskazane normy i standardy są przestrzegane.

Podstawowym błędem skutkującym obniżeniem jakości montowanej na placu budowy izolacji jest jej dobór poprzez zakupy w drodze przetargu. W powszechnie prowadzonych przetargach nie stawia się na pierwszym miejscu wymagań dotyczących jakości technicznej powłok izolacyjnych. Niejednokrotnie wręcz pomija się je całkowicie, a głównym kryterium wyboru izolacji jest jej cena i niekiedy – w niewielkim stopniu – termin dostawy.

Niestety, jednym z głównych problemów związanych z wyborem właściwych powłok izolacyjnych jest fakt, że członkowie komisji przetargowej, jak również osoby, które opracowują warunki przetargu, nie tylko nie znają wymagań normy PN 10329, ale w ogóle nie wiedzą o jej istnieniu. Twierdzą tak, ponieważ nie spotkałem się jeszcze z przetargiem, w którym norma ta zostałaby podana jako techniczny warunek wyboru powłoki izolacyjnej. Tak, jak nie spotkałem się z przetargiem, w którym wybór powłoki izolacyjnej uwarunkowany byłby spełnieniem technicznych wymagań określonych w standardach ST-IGG-0601:2008 i ST-IGG-0602:2008.

Następnym błędem jaki – moim zdaniem – popełniono przy zmianach organizacyjnych w ostatnim 20-leciu jest praktyczna likwidacja służb ochrony antykorozyjnej w wielu przedsiębiorstwach dystrybucji i przesyłu gazu, których wiedza, kompetencje i wieloletnie doświadczenie pozwalały dokonywać wyboru właściwych technicznie powłok izolacyjnych.

Stosowanie w przetargach na zakup izolacji jedynie kryterium ceny, bez precyzyjnego określenia wymagań technicznych, jest błędem, ponieważ jest to szkodliwe zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym, zwłaszcza w dłuższym okresie. Jednocześnie obserwuję brak kompetentnych, doświadczonych, z pełną wiedzą i właściwie wyposażonych inspektorów nadzoru. Mogę stwierdzić wręcz, że w większości inspektorzy nadzoru nie dysponują aktualną wiedzą – nie znają norm i standardów ST-IGG-0601:2008 i ST-IGG-0602:2008, nie potrafią zgodnie z normami przeprowadzić tak elementarnych prób, jak badanie przyczepności.

Jest jeszcze jedna trudna i kłopotliwa sprawa, której poruszenie uważam za swój obowiązek. W wyniku silnej walki konkurencyjnej pojawiły się na rynku izolacje, co do których sprzedający deklaruje klasę C i pełne spełnienie normy materiałowej PN EN 12068 udokumentowane certyfikatem. Tymczasem, zrobione przeze mnie badania na próbkach wykazują, że dane izolacje nie spełniają klasy C ani innych parametrów określonych w normie PN 12068.

Czy można dopuszczać myśl o nieuczciwości sprzedających, którzy świadomie dostarczają inną izolację – gorszej jakości, niespełniającą norm niż ta, która została przekazana do badań jednostce notyfikowanej? Muszę również stwierdzić, że izolację zakładają izolery bez odpowiedniego przeszkolenia, doświadczenia i uprawnień. Nikt w Polsce nie sprawdza umiejętności i uprawnień izolatorów, którzy często są bezrobotnymi z ulicy. Cóż więc z tego, że mamy doskonałe standardy, jeśli nie są one obligatoryjnie wdrożone, a tym samym przestrzegane!”

Prezentowany wyżej list porusza poważny problem – dlaczego w specyfikacjach przetargowych nie stawia się wymagań technicznych zgodnych z normami i standardami? Dlaczego wciąż obowiązuje magia ceny jako najważniejszego kryterium?

List wskazuje na szerszy problem, skoro dysponujemy w redakcji podobnym listem nadesłanym przez firmę AGCOR, wskazującym na te same zagrożenia – przygotowywania przetargów pod kątem ceny, a nie spełniania kryteriów technicznych określonych przez standardy wypracowane przez IGG.

Poruszamy ten problem, by zachęcić naszych Czytelników do dyskusji – czy sektor gazowniczy przygotowany jest do zachowania najwyższych standardów technicznych i norm bezpieczeństwa, nawet za cenę większych kosztów inwestycji?

Kierunki rozwoju rynku gazu

VI Targom Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2011, odbywającym się 13–14 kwietnia br. w Kielcach, tradycyjnie już towarzyszyły konferencje panelowe, przygotowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa.

Rynek CNG w Polsce



dr inż. Jan Sas,
AGH Kraków

Tematem wiodącym II konferencji targowej była „Problematyka rozwoju rynku CNG w Polsce”. Prezentacje przedstawili: dyrektor **Sławomir Nestorowicz** (PGNiG SA) – „Strategia PGNiG SA w zakresie CNG”, **Krzysztof Litwin**, prezes MZK Zamość – „Doświadczenia Miejskiego Zakładu Komunikacji w Zamościu w stosowaniu CNG” oraz piszący te słowa dr Jan Sas – „Bariery rozwoju rynku CNG w Polsce na tle rozwoju rynku CNG na świecie”.

Po wystąpieniach odbyła się dyskusja panelowa z udziałem dr. **A. Szurleja** (Ministerstwo Gospodarki), **Andrzeja Schoeneicha**, dyrektora Izby Gospodarczej Gazownictwa, **Ryszarda Michałowskiego**, dyrektora Gazowni Wałbrzyskiej, **Krzysztofa Litwina**, prezesa MZK Zamość, **Bartłomieja Kamińskiego**, członka zarządu Stowarzyszenia NGV Polska, oraz niżej podpisanego. Podczas wystąpień i dyskusji panelowej, wspieranej głosami z sali, poruszono wiele wątków istotnych dla dalszego rozwoju technologii NGV w Polsce.

Bezsporne jest, że zastosowanie gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów przechodzi na świecie okres ciągłego, dosyć intensywnego rozwoju. Decydują o tym zarówno czynniki ekonomiczne, jak i efekty ekologiczne wynikające ze stosowania takiego paliwa.

Jest bardzo prawdopodobne, że w tym roku liczba pojazdów na gaz ziemny na świecie przekroczy 14 mln, a licz-

ba stacji tankowania CNG zbliży się do 20 tys. W ponad 95% są to pojazdy, w których stosuje się gaz ziemny sprężony, a w pozostałych – gaz ziemny skroplony (LNG). W ostatnich dziesięciu latach na świecie nastąpił prawie 8-krotny wzrost liczby pojazdów NGV. Obecnie pod tym względem prym wiodą kraje azjatyckie (Pakistan, Iran, Indie, Chiny).

Jeżeli chodzi o liczbę pojazdów NGV, Polska znajduje się na jednym z ostatnich miejsc wśród krajów europejskich (mamy ich około 2200). Średni udział pojazdów NGV w krajach UE, w odniesieniu do ogólnej liczby pojazdów, jest około 40 razy wyższy niż w naszym kraju. Z jednej strony, może budzić zadowolenie, że potencjał polskiego rynku pojazdów NGV jest bardzo duży, ale z drugiej – powinno niepokoić, że pod tym względem tak bardzo odstawiamy od innych krajów europejskich.

Na tym etapie rozwoju rynku NGV w Polsce wiele zależy od postawy i decyzji PGNiG SA. Większa przychylność i większe nakłady na rozwój sieci stacji CNG w Polsce przekładają się na większą dynamikę rozwoju rynku NGV. Tak było np. w latach 2004–2008.

Gaz ziemny sprężony, jako paliwo do pojazdów samochodowych, należy w Polsce ciągle traktować jak produkt nowy, będący na etapie rozwojowym, a nie jak produkt dojrzały, przynoszący wysokie zyski. Każdy produkt rynkowy wymaga odpowiedniej promocji i innego traktowania w fazie wzrostu, a innego – w dojrzałej. Z wystąpień podczas konferencji wynikało, że PGNiG SA zdaje się tego nie rozumieć.

Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce



Andrzej Sikora,
prezes ISE

Konferencja „Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce” rozpoczęła się referatem wstępnym **dr. Andrzeja Sikory**, prezesa zarządu ISE, pt. „Zapotrzebowanie na gaz ziemny w warunkach otwierającego się rynku polskiego”. W referacie podjęto temat konieczności zweryfikowania przyjętych w polityce energetycznej Polski do 2030 prognoz spożycia i wydobycia gazu ziemnego, a także przeprowadzenia wielowariantowej analizy wrażliwości, szczególnie w obliczu pojawiających się informacji o ewentualnym możliwym sukcesie gazu łupkowego w Polsce.

Bardzo ciekawym elementem prezentacji było porównanie cen podstawowych nośników energii. Okazuje się, że w dalszym ciągu dla odbiorców przemysłowych węgiel kamienny jest tańszy od ga-

zu ziemnego o około 12–13,5 zł/GJ, co daje cenę konieczną substytucji około 0,320–0,440 zł/m³ gazu. Oznacza to, że cena gazu ziemnego musiałaby być o około 36–51% niższa od historycznej średniej ceny gazu ziemnego wysokometanowego dla przemysłu lub o 10%–35% niższa od ceny z taryfy E4 (E4A) dla dużych klientów. Autor podkreślił, że „substytucja węgla kamiennego na gaz bez dodatkowych bodźców ekonomicznych (pozytywnych, jak na przykład ulgi podatkowe, dopłaty czy dotacje unijne, lub negatywnych – np. podatki i opłaty od emisji CO₂) będzie tylko sporadyczna, np. przez klientów, którzy stawiają na proekologiczne rozwiązania. Dla konsumenta, który generuje energię ilości 10,35 TJ (co odpowiada około 287 tys. m³ gazu rocznie – średnia dla przetwórstwa przemysłowego bez przemysłu rafineryjnego i koksowniczego), roczny koszt wykorzystania gazu ziemnego wynosiłby w analizowanym okresie (od 2001 r. do końca 2009 r.) średnio od 90 do

Zmiany powinny dotyczyć również spraw organizacyjnych. Najwyższy czas, aby w strukturach PGNiG pojawiła się jednostka, której jedynym zadaniem byłoby dążenie do rozwoju rynku gazu ziemnego dla pojazdów.

Dla zdynamizowania rynku NGV konieczny jest rozwój liczby punktów tankowania CNG. Oprócz budowy stacji CNG dla potrzeb operatorów dużych flot pojazdów (MPK, MPO itp.) powinno się również rozwijać sieć punktów tankowania CNG na istniejących stacjach paliwowych – umieszczając dodatkowy dystrybutor z gazem ziemnym. Koszt takich przedsięwzięć jest znacznie niższy niż w przypadku budowy dużej, nowej stacji CNG, a dla indywidualnego użytkownika pojazdu NGV praktycznie nie stanowi to żadnej różnicy.

Na udział pojazdów NGV w Polsce wpływ ma również ich dostępność. Obecnie ich oferta w Polsce jest bardzo skromna w porównaniu np. z rynkiem niemieckim. Jest to związane również z koniecznością kosztownej i czasochłonnej homologacji nowych modeli samochodów, przy ich ograniczonym popycie. Być może, w przyszłości nie będzie istniała konieczność kolejnej homologacji w Polsce w przypadku, gdy pojazd jest dopuszczony do ruchu w innych państwach UE. Byłoby to korzystne dla pojazdów NGV.

Wiele emocji budzi niejasna praktyka, zgodnie z którą w Polsce nie można samodzielnie tankować paliwa CNG. W wielu krajach Europy nie ma takich ograniczeń, a paliwo CNG jest tam tankowane jak każde inne paliwo do pojazdów. PGNiG SA powinno podjąć w tej kwestii działania ułatwiające dostęp do paliwa gazowego.

Wreszcie, sprawa możliwości stosowania urządzeń do sprężania gazu w garażach. W wielu krajach europejskich są one dopuszczone do użycia, u nas ciągle jest to zakazane. Powinna zostać podjęta inicjatywa (np. przez PGNiG SA lub Izbę Gospodarczą Gazownictwa), w wyniku której możliwe byłoby stosowanie urządzeń sprężających gaz ziemny również dla potrzeb odbiorców indywidualnych.

Przeszkodą w rozwoju tego rynku jest brak standardów technicznych dotyczących stacji tankowania. Takie standardy

istnieją dla pojazdów NGV. Na szczęście, w IGG są już przygotowywane odpowiednie standardy i należy mieć nadzieję, że wkrótce będą one przyjęte i zalecane do stosowania.

W wystąpieniach przedstawicieli dużych flot pojazdów podnoszone były bardzo interesujące wątki. Mowa była m.in. o tym, jak ważne jest przeszkolenie kierowców jeżdżących autobusami na gaz (CNG) w zakresie techniki jazdy. Różnice w poziomie zużycia paliwa przed i po takim przeszkoleniu sięgają kilkunastu procent. W niektórych firmach przewoźowych kierowcy niechętnie przechodzą z oleju napędowego na paliwo w postaci CNG. Wynika to np. z potocznych opinii o rzekomym niebezpiecznym gazie ziemnym bądź ze świadomości, że w tym przypadku nie będzie możliwości wykorzystania „zaoszczędzonego” paliwa dla własnych potrzeb.

Pocieszające jest to, że wszędzie, gdzie w sposób profesjonalny zaczęto stosować CNG jako paliwo w dużych flotach, zarządzający tymi flotami kupują kolejne autobusy już tylko na paliwo gazowe – oznacza to, że ich decyzje inwestycyjne były trafne.

W dużych polskich miastach, np. w Warszawie czy Krakowie, niestety, ciągle brak autobusów CNG. Miejskie przedsiębiorstwa komunikacyjne nie odnoszą więc tam korzyści z wprowadzenia pojazdów NGV. A w wielu firmach oszczędności na kosztach paliwa w przypadku stosowania paliwa CNG zamiast oleju napędowego przekraczają 20%.

Właściciele dużych flot pojazdów CNG oczekują możliwości negocjacji ceny tego paliwa, ponieważ obecnie jest ona identyczna dla dużego i małego odbiorcy. Jest to sytuacja anormalna i wymaga szybkiej zmiany.

Konferencja w Kielcach jeszcze raz potwierdziła, że istnieje liczna grupa osób skupionych wokół PGNiG, Izby Gospodarczej Gazownictwa, Akademii Górniczo-Hutniczej, Forum CNG-Auto czy NGV-Polska, które są w pełni przekonane o pozytywach technologii NGV. Warto więc z ich pomocą dążyć do racjonalnego rozwoju rynku gazu ziemnego dla pojazdów w Polsce. ■

126 tys. zł + koszty finansowania i amortyzacji inwestycji związanej z przełączeniem urządzeń energetycznych na gaz. Różnice te są jeszcze większe, gdy analizujemy ostatnie trzy lata. Dlatego należy założyć, iż bez zmian w kosztach użytkowania paliw stałych (węgiel) związanych z redukcją emisji CO₂ w obszarze przetwórstwa przemysłowego niewielu użytkowników (w sensie zużywanego wolumenu) zdecyduje się na zmianę tego paliwa na gaz ziemny”.

W drugim referacie, pt. „Kierunki rozwoju systemu przesyłowego w Polsce w kontekście utworzenia korytarza gazowego – północ-południe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej”, **Ireneusz Krupa**, kierownik Działu Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM, omawiał nowe możliwości wejścia Polski w system przesyłowy Unii Europejskiej, szczególnie w kontekście analizowanych połączeń północ-południe w ramach Grupy Wyszehradzkiej V4. Bardzo ciekawie omówiono również potencjał rozwoju terminalu LNG w Świnoujściu i jego możliwe oddziaływanie na basen Morza Bałtyckiego oraz Skandynawię.

„Kogeneracja – kierunki rozwoju i niezbędne warunki wsparcia” to tytuł referatu wygłoszonego przez przedstawiciela PGNiG

Energia SA – dyrektora **Wacława Bilnickiego**. W swoim wystąpieniu oprócz kwestii efektywności, perspektyw rozwoju i nowoczesnych rozwiązań technicznych zainteresował uczestników (ponad 100 osób) problemami barier prawnych, biznesowych i technicznych. Stwierdził, iż „zbyt krótki jest czas obowiązywania mechanizmu wsparcia dla kogeneracji gazowej (31.03.2013 r.), istnieje niepewność wynikająca z likwidacji systemu wsparcia dla gazowego wytwarzania skojarzonego „żółtych certyfikatów” oraz brak innych środków wsparcia w regulacjach prawnych.” Zwrócił uwagę na niekorzystne dla gazu ziemnego relacje cenowe z innymi paliwami (węgiel, biomasa itp.) oraz na zbyt niskie ceny ciepła w ciepłownictwie systemowym wykorzystującym paliwa stałe, bardzo niskie ceny zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w rozproszonych źródłach gazowych, oraz na corocznie ustalaną wysokość opłaty zastępczej oraz jej przedział – 15–110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Podsumowaniem konferencji była dyskusja oraz konkluzja zebranych co do konieczności rozszerzenia omawianej tematyki podczas przyszłych spotkań. ■



EXPO-GAS 2011

Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, których organizatorami są Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Targi Kielce S.A., to największa krajowa wystawa przedsiębiorstw branży gazowniczej, w tym roku organizowana już po raz szósty. W tegorocznej edycji udział wzięło 110 wystawców (w 2009 roku – 74) głównie z Polski, ale również z Niemiec, Czech, Danii i Holandii. Zakres branżowy targów obejmował urządzenia, materiały i sprzęt do budowy, renowacji i wyposażenia gazociągów, stacje gazowe, odbiorniki gazu, aparaturę kontrolno-pomiarową, urządzenia do automatyzacji i sterowania, jednostki naukowe i wydawnictwa branżowe. Podczas targów można było obejrzeć również urządzenia do produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego. Zaprezentowały się też firmy świadczące usługi dla gazownictwa.

Komisja konkursowa składała się z przedstawicieli PGNiG SA, PGNiG SA CLPB, OGP GAZ-SYSTEM S.A., KSG Sp. z o.o., EWE Energia Sp. z o.o. oraz Instytutu Nafty i Gazu. Do ko-

misji wpłynęło aż 20 wniosków konkursowych, przy czym – podobnie jak w poprzednich edycjach targów – najwięcej wniosków pojawiło się w kategorii aparatura kontrolno-pomiarowa. Potwierdza to spostrzeżenia z poprzednich lat, iż rynek pomiarowy przeżywa istotny rozwój, a szczególnie rozwiązania z zakresu inteligentnego opomiarowania. Po szczegółowej analizie przedstawionych wniosków oraz po zapoznaniu się na stoiskach wystawców ze zgłoszonymi do konkursu wyrobami, w jawnym głosowaniu komisja postanowiła przyznać pięć nagród i pięć wyróżnień. ■

dr inż. Jacek Jaworski,
zastępca dyrektora ds. gazownictwa
Instytutu Nafty i Gazu



Laureaci nagród Expo-Gas 2011

Tradycyjnie podczas targów EXPO-GAS wręczono odznaczenia honorowe IGG. W tym roku otrzymali je: złote: Stanisław Szólkowski, srebrne: Karol Kalemba, Waldemar Kamrat, Kazimierz Nowak, brązowe: Radosław Dudziński, Eliza Dyakowska, Anatol Tkacz, Zygmunt Trąba





Nagrody Targów EXPO-GAS 2011 otrzymali:

- W kategorii: Aparatura kontrolno-pomiarowa
 - APATOR METRIX S.A. z Tczewa za „Gazomierz inteligentny G4SRVT”
 - INTERGAZ Sp. z o.o. Zakład Wytwórczy Urzędzeń Gazowniczych z Tarnowskich Gór za „Gazomierz miechowy BK-G4 z zaworem odcinającym”
 - PLUM Sp. z o.o. z Kleosina za „Aktywny system monitorowania sieci gazowej z modułem telemetrycznym MacTEL”
- W kategorii: Urządzenia do nowych zastosowań gazu
 - POLDE Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo Produkcji i Usług Rynkowo-Eksportowych ze Strumienia za „Autonomiczny moduł zasilania energią elektryczną obiektów znajdujących się poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej”
- W kategorii: Inne
 - ANTICOR PPH Sp. z o.o. z Wieliczki za „ANTICOR SYNTETIX CF (CASTING FILLER)”

Wyróżnienia Targów EXPO-GAS 2011 otrzymali:

- W kategorii: Aparatura kontrolno-pomiarowa
 - APATOR METRIX S.A. z Tczewa za „UniSmart – moduł komunikacyjny do gazomierzy”
 - SEWERIN Sp. z o.o. z Warszawy za „RMLD – zdalny laserowy detektor metanu”
- W kategorii: Urządzenia do przesyłu i magazynowania gazu
 - GAZOMET Sp. z o.o. z Rawicza za „Kurek kulowy do gazu typ NOK – DN100 PN100 ANSI 600 – wykonanie FIRE SAFE; Przedstawiciel rodziny kurków kulowych NOK/NOS w wykonaniu FIRE SAFE – DN25 do DN500 zgodny z normą EN ISO 10497:2010 oraz API 6FA:2008”
- W kategorii: Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych
 - ROMGAZ P.H.P.U. Roman Sobczak z Gądek za „zasuwę klinową AEON z miękkim uszczelnieniem typu A i B do odcinania przepływu gazu – ciśnienie pracy PN 16”
- W kategorii: Inne
 - ATAGOR Sp. z o.o. z Krakowa za „TRIDENT SEAL zestaw naprawczy do usuwania wycieków gazu produkcji Neptune Research Inc.”

Tradycyjnie, zostały przyznane również dwie nagrody specjalne. W tym roku nagroda Prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa została przyznana Zespołowi Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi za „przywrócenie edukacji zawodowej w zakresie technik gazownictwa”. Nagroda Prezesa Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. powędrowała do POLDE Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo Produkcji i Usług Rynkowo-Eksportowych ze Strumienia za „autonomiczny moduł zasilania energią elektryczną obiektów znajdujących się poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej”. Targi charakteryzowały się także bardzo ciekawymi aranżacjami stoisk wystawowych, co zaowocowało 1 medalem i 7 wyróżnieniami przyznanymi przez organizatorów.

Medale Targów EXPO-GAS 2011 za aranżację stoiska

- POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO S.A. – Warszawa

Wyróżnienia Targów EXPO-GAS 2011 za aranżację stoiska

- BROEN-ZAWGAZ Sp. z o.o. – Suchy Las
- RADETON POLSKA Sp. z o.o. – Piaseczno
- Centrum Specjalistycznych Usług Technicznych SPETECH Sp. z o.o. – Bielsko-Biała
- PGNiG TECHNOLOGIE Sp. z o.o. – Warszawa
- Przedsiębiorstwo Wielobranżowe METKOM Tomasz Król – Żory
- ITRON POLSKA Sp. z o.o. – Kraków
- Zakład Wytwórczy Urzędzeń Gazowniczych INTERGAZ Sp. z o.o. – Tarnowskie Góry

KPMG Kosakowo

– większe bezpieczeństwo energetyczne Polski

Małgorzata Olczyk

Trwa budowa Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo. Wzrost pojemności podziemnych magazynów gazu przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski i pomoże elastycznie reagować na wszelkie zakłócenia w regularnych dostawach paliwa.

Pierwsze przygotowania do budowy magazynu Kosakowo sięgają lat 90. ubiegłego stulecia, kiedy rozpoczęto analizy dotyczące określenia warunków geologiczno-inżynierskich złoża soli kamiennej Mechelinki oraz przewidywanych warunków hydrologicznych dla złoża. Budowa magazynu Kosakowo ruszyła wiosną 2009 roku nieopodal Trójmiasta, w sąsiedztwie Zatoki Puckiej. KPMG Kosakowo jest pierwszym podziemnym magazynem na północy kraju, a jego budowa wpisana jest w strategię PGNiG SA,

które konsekwentnie dąży do dywersyfikacji dostaw gazu i zapewnienia energetycznego bezpieczeństwa w każdym rejonie kraju.

Pierwsze cztery komory magazynowe o pojemności 100 mln m sześć. mają być wybudowane do końca 2014 r. Wartość całej inwestycji KPMG Kosakowo to ok. 667,1 mln zł, w tym przewidywane dofinansowanie UE wyniesie 93,5 mln zł. Kwota dofinansowania pokryje koszty budowy instalacji ługowniczej wraz z rurociągiem do odprowadzania solanki, budowy instalacji napowierzchniowej gazowej, czterech odwiertów, budowy czterech komór magazynowych oraz kosztu gazu buforowego. We wrześniu 2010 r. rozpoczęło się ługowanie pierwszych dwóch komór magazynowych, które potrwa do końca 2012 r. Następne dwie komory zostaną zbudowane w 2014 r. Całość inwestycji, która obejmuje budowę dziesięciu komór magazynowych o łącznej pojemności czynnej 250 mln m sześć. gazu oraz niezbędnej infrastruktury naziemnej, zostanie oddana do użytku w 2021 r. Gaz będzie magazynowany w wytworzonych komorach solnych.

Po połączeniu Kosakowa z krajowym systemem gazownictwa magazyn będzie gwarantem ciągłości dostaw gazu nie tylko dla Trójmiasta. Obszar jego oddziaływania pokrywa się bowiem z terenem działania Pomorskiej Spółki Gazownictwa w Gdańsku – dystrybutora gazu w województwach: pomorskim, kujawsko-pomorskim oraz częściowo warmińsko-mazurskim. Brak takiego magazynu w tym rejonie jest istotną barierą rozwoju gazownictwa w tej części kraju.

Zgodnie ze strategią rozwoju PGNiG SA, do 2015 r. zaplanowano znaczne zwiększenie pojemności PMG z obecnych 1,6 mld m sześć. do ponad 3 mld m sześć. Inwestycje kosztować będą ok. 3,5 mld zł.

W 2010 roku Komisja Europejska zaakceptowała wniosek PGNiG SA i przyznała dofinansowanie na cztery projekty PMG realizowane w Polsce w wysokości 390,5 mln EUR, czyli ok. 1,54 mld zł. Środki te muszą być wykorzystane do czerwca 2015 r. W najbliższych latach Polskie Górnictwo Naftowe i Gazowni-





PGNiG dołożyło wszelkich starań, aby ta inwestycja była bezpieczna dla środowiska.

ctwo wybuduje w sumie 9 podziemnych magazynów gazu, z których 4 w około 25–30% zostaną wybudowane przy udziale środków finansowych z Unii Europejskiej. PGNiG SA przeznaczy dofinansowanie na rozbudowę czterech podziemnych magazynów gazu, głównie w zakresie gazu ziemnego wysokometanowego, w Strachocinie na Podkarpaciu, Wierzchowicach na Śląsku i Mogilnie w Kujawsko-Pomorskiem oraz na budowę nowego podziemnego magazynu gazu w Kosakowie koło Gdańska.

MAGAZYN A OCHRONA ŚRODOWISKA

PGNiG dołożyło wszelkich starań już na etapie planowania inwestycji KPMG Kosakowo po to, aby ta inwestycja była bezpieczna dla środowiska naturalnego. Ryzyko wynikające z uwarunkowań lokalizacji tego magazynu gazu zostało dokładnie przeanalizowane. Wykonano również kompleksowe badania mające na celu ukazanie wpływu odprowadzenia solanki na środowisko Zatoki Puckiej, w tym na faunę ptaków wodnych oraz morświny. Przeprowadzono pomiary oraz symulacje w tym zakresie. Wszystkie analizy wykonano już na etapie przygotowania inwestycji. Dzięki temu PGNiG miało pełną dokumentację do stworzenia raportu środowiskowego, który stanowił podstawę do wydania decyzji środowiskowej. Uzyskano ją już w 2008 r., a poprzedzona była konsultacjami społecznymi, także ze środowiskiem naukowym województwa pomorskiego.

Odpowiednio wcześniej rozpoczęły się również analizy stanu Zatoki Puckiej. Chodziło o obszar oddziaływania solanki odprowadzanej z PMG Kosakowo. Jeszcze przed rozpoczęciem budowy komór magazynu w 2009 r. zrealizowano monitoring przedinwestycyjny. Miał on na celu szczegółowe określenie stanu Zatoki Puckiej. Badania przeprowadził zespół 30 specjalistów z 8 placówek naukowych Trójmiasta i Szczecina. Wynikiem pracy zespołu był raport pt. „Wykonanie kompleksowych przedinwestycyjnych badań i pomiarów w rejonie Mechelinek w celu monitorowania wód Zatoki Puckiej w związku ze zrzutem solanki pochodzącej z budowy PMG Kosakowo”. Ponadto, w trakcie realizacji przedsięwzięcia prowadzo-

ny będzie nieustanny monitoring stanu technicznego i poprawności funkcjonowania rurociągu odprowadzającego solankę oraz znajdujących się na jego końcu dyfuzorów, czyli specjalnej instalacji gwarantującej całkowite i bezpieczne wymieszanie solanki z wodami morskimi. Takie działania pozwolą na uruchomienie automatycznej procedury awaryjnej w przypadku ewentualnej awarii rurociągu odprowadzającego solankę. Procedura, uruchomiona przez system monitoringu, polega na wyłączeniu pomp i zamknięciu zasuw. Od momentu wystąpienia awarii do



czasu zamknięcia rurociągu (szacuje się maks. 1–3 minuty) do otoczenia może się przedostać około 5–15 m³ solanki. Następnie pewna ilość solanki (ok. 1–5 m³) wypłynie do czasu wyrównania ciśnienia hydrostatycznego wód zatoki i ciśnienia w rurociągu. Wielkość ta jest trudna do oszacowania ze względu na nieściśliwość cieczy, ale będzie ona niewielka, na poziomie ok. 1–5 m³. W tak krótkim czasie solanka z rurociągu będzie mogła mieszać się z wodami zatoki na zasadzie dyfuzji w miejscu wystąpienia uszkodzenia. Wykonane analizy wykazały, że po około 28 dniach następuje całkowite rozrzedzenie solanki w wodach zatoki. Już na etapie przygotowania raportu wykazano, że metoda mieszania strumieniowego solanki wypływającej z dysz dyfuzorów z dużą prędkością liniową jest efektywna (badania IBW Gdańsk i Delf Holandia). ■

Obiekty na zdjęciach KPMG Kosakowo.

Nowe gazyfikacje przy udziale środków unijnych

Sławomir Matkowski

Na początku 2011 roku na północnej ścianie naszego biurowca przy ul. Ziębickiej we Wrocławiu pojawiły się dwa spore banery. To element promocji projektów dofinansowywanych z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR).

W 2010 roku Zarząd Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. zainicjował starania o pozyskanie współfinansowania inwestycji w ramach dwóch programów:

- Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Dolnośląskiego na lata 2007–2013 (RPO WD),
- Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013 (POLiŚ).

Przygotowanie wniosków o dofinansowanie realizował Pion Rozwoju Oddziału Zarząd Przedsiębiorstwa (OZP), w wyniku czego 23 grudnia 2010 DSG sp. z o.o. podpisała dwie umowy o dofinansowanie z instytucją zarządzającą RPO WD, czyli Zarządem Województwa Dolnośląskiego.

Powołano zespół projektowy do realizacji ww. inwestycji, w którego składzie znaleźli się pracownicy zarówno OZP, jak i Oddziału Zakładu Gazowniczego Wrocław.

Podstawowym standardem projektów realizowanych w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Dolnośląskiego na lata 2007–2013 (oś priorytetowa 5. Regionalna infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku („Energetyka”); działanie 5.2 „Dystrybucja energii elektrycznej i gazu”) jest to, że ich całkowita wartość musi się mieścić w przedziale 200 000–8 000 000 PLN.

Dwa zwycięskie projekty to:

- **RPO Mokronos:** „Budowa sieci dystrybucyjnej i przyłączy gazu średniego ciśnienia w miejscowościach: Mokronos Górny i Mokronos Dolny w gminie Kąty Wrocławskie”.
- **RPO Miękinia:** „Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w miejscowościach: Krępice, Wróblowice, Błonie i Źródła w gminie Miękinia”.

Pion Rozwoju OZP złożył również wniosek o dofinansowanie w ramach POLiŚ, którego instytucją wdrażającą jest krakowski Instytut Nafty i Gazu.

Całkowita wartość projektu realizowanego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013 (priorytet X „Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii”; działanie 10.2 „Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji”) musi przekraczać 8 000 000 PLN i tak jest w przypadku:

- **POLiŚ Strzelin:** „Rozwój gazyfikacji w wybranych miejscowościach gminy Strzelin i Wiązów w powiecie strzelińskim”.

W poniższej tabeli przedstawiono korzyści finansowe, jakie DSG może przynieść realizacja ww. projektów:

Projekt	Dofinansowanie inwestycji [PLN]
RPO Mokronos	360 197,60
RPO Miękinia	1 266 818,72
POLiŚ Strzelin	8 959 964,74
Łącznie	10 586 981,06

Zachęcony sukcesem w pierwszym naborze projektów w ramach RPO WD, Zarząd DSG sp. z o.o. zlecił przygotowanie pakietu projektów, które mogą zostać zgłoszone do drugiego konkursu RPO WD w ramach działania 5.2*. W ten sposób powstała lista projektów, które stosowną uchwałą Zarządu DSG sp. z o.o. zostały skierowane do dalszego procedowania w celu uzyskania dofinansowania.

Łączne szacowane „unijne” dofinansowanie inwestycji realizowanych i oczekujących na realizację może wynieść nawet 16 665 105 PLN. ■

Autor jest pełnomocnikiem ds. projektów DSG sp. z o.o. i kierownikiem projektów RPO i POLiŚ.

* Więcej informacji o obu programach można znaleźć na stronach: <http://rpo.dolnyslask.pl/> i <http://www.centrumfede.pl/>

Obecnie trwają starania Zarządu DSG sp. z o.o. o korektę uchwały Zarządu Województwa Dolnośląskiego nr 427/IV/11 z 22 marca 2011 o Ramowym Planie Realizacji RPO WD 2007–2013 w latach 2011–2013, w której nie znalazł się wcześniej planowany na czerwiec 2011 r. nabór projektów do działania 5.2 Regionalna infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku („Energetyka”).

Nazwa zadania	Szacowane dofinansowanie inwestycji [PLN]
OZG WROCLAW	
Gazyfikacja osiedla Polkowice Dolne (gm. Polkowice)	324 524
Gazyfikacja miejscowości: Szewce, Zajączków i Pęgów (gminy Wisznia Mała i Oborniki)	720 000
Gazyfikacja gminy Długołęka – źródłowy gazociąg budowany przez miejscowość Długołęka	1 400 000
Gazyfikacja miejscowości: Żerniki Wrocławskie, Radomierzyce, Biestrzyków i Suchy Dwór – gazociąg źródłowy (gminy Siechnica i Żórawina)	720 000
Modernizacja sieci gazowej w ulicach Osinieckiej, Piotunowej i Pieprznej we Wrocławiu	440 000
Modernizacja sieci gazowej na Mokrym Dworze – ul. Batorego	300 000
Modernizacja sieci gazowej w ulicach Ignacego Daszyńskiego i Obrońców Pokoju w Głogowie	409 600
OZG WAŁBRZYCH	
Mieroszów – LNG (etap I) – ulice Tkacka, Sportowa, Wolności, Hoża, Strzelców (w tym 2 mln na stację regazyfikacji)	1 080 000
OZG ZGORZELEC	
Gazyfikacja miejscowości Krzeszów (gmina Kamienna Góra)	500 000
Gazyfikacja miejscowości Kostrzyca (gm. Mysłakowice)	184 000
Łącznie	6 078 124

Audyt recertyfikacyjny zakończony sukcesem!

W dniach od 30 maja do 2 czerwca 2011 r. odbył się w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. audyt recertyfikacyjny systemu zarządzania, opartego na normach: ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 oraz OHSAS 18001:2007. Audyt przeprowadziła jednostka certyfikacyjna Det Norske Veritas Business Assurance Poland Sp. z o.o. według metody Risk Based Certification™, w obszarze: „Transport gazu sieciami dystrybucyjnymi i obsługa klienta w tym zakresie”.

Metoda Risk Based Certification to unikalne podejście stosowane przez DNV w trakcie wszystkich rodzajów audytów systemów zarządzania na całym świecie.

Audytorzy zewnętrznej jednostki certyfikującej szczególnie nacisk kładli na tzw. obszary szczególnego zainteresowania, które w tym roku zostały zdefiniowane jako:

- ryzyko związane z realizacją nowych przyłączy;
- bezpieczeństwo podczas eksploatacji sieci gazowych i stacji redukcyjno-pomiarowych.

Pozytywny wynik audytu gwarantuje nam posiadanie kompletu certyfikatów na kolejne 3 lata, ale przede wszystkim świadczy o sprawnie funkcjonującym zintegrowanym system zarządzania!

29 czerwca 2007 r., nastąpił podział Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., polegający na rozdzielaniu działalności technicznej dystrybucji gazu od jego sprzedaży. Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. przejęła wówczas Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskiem i BHP, funkcjonujący w spółce już od 1 lipca 2004 roku. System został dostosowany do aktualnej sytuacji organizacyjnej spółki i 16–18 lip-

ca 2008 roku poddany z sukcesem weryfikacji na pierwszym audycie recertyfikacyjnym.

Ciągły rozwój oraz przemiany w otoczeniu zewnętrznym i wewnętrznym Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. implikują potrzebę nieustającego rozwoju i doskonalenia systemu zarządzania w kierunku zapewniającym osiąganie stawianych przed firmą celów biznesowych.

Obecnie działania spółki zmierzają w kierunku:

- optymalizacji obsługi systemu dystrybucyjnego pod kątem zmniejszenia kosztów i zwiększenia jego niezawodności,
- dalszego intensywnego rozwoju systemu dystrybucyjnego,
- zwiększenia poziomu jakości obsługi użytkowników systemu dystrybucyjnego,
- umacniania dobrego wizerunku firmy.

Otrzymane certyfikaty pozwalają nam budować wiarygodność spółki w oczach innych spółek grupy kapitałowej PGNIG oraz naszych kontrahentów. ■

Agnieszka Rygier
pełnomocnik ds. zintegrowanego
systemu zarządzania

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
tel. (+48) 71 336 65 66, (+48) 71 364 94 00
faks (+48) 71 336 78 17

Firma przyjazna mamom

Maja Girycka

Górnośląska Spółka Gazownictwa została wyróżniona w konkursie „Mama w pracy”. Uroczysta gala, podczas której ogłoszone zostały wyniki konkursu, odbyła się 20 maja w warszawskim Centrum Giełdowym. Otrzymane wyróżnienie jest szczególnie cenne dla spółki, ponieważ jest wynikiem anonimowej oceny kobiet w niej pracujących, potwierdzającym, że firma stanowi miejsce przyjazne kobietom łączącym macierzyństwo z karierą zawodową. Zdanie pań jest szczególnie ważne, ponieważ na ponad 2600 zatrudnionych w firmie co piąty pracownik to kobieta.

Spółka została wyróżniona spośród 112 firm, które zgłosiły się do tegorocznej, IV edycji konkursu. Firmy uczestniczące w konkursie oceniane były na podstawie anonimowych ankiet wypełnianych internetowo przez pracujące w nich kobiety. Ankiety analizował Instytut MillwardBrown SMG/KRC. Organizatorem konkursu, którego celem jest zwrócenie uwagi na trudności Polek w łączeniu macierzyństwa z pracą zawodową oraz poprawienie sytuacji kobiet na rynku pracy, jest Fundacja Świętego Mikołaja, redakcja „Rzeczpospolitej” oraz Instytut Millward Brown SMG/KRC.

Wyróżnienie w konkursie „Mama w pracy” to niejedyna nagroda, jaką w ostatnim czasie otrzymała za brzańska spółka. W pierwszych dniach maja firma została laureatem I edycji programu „Stawiamy na jakość”, po raz kolejny udowadniając, że podejmowane przez nią na co dzień działania służą podnoszeniu jakości usług i standardów zarządzania, dając pełną gwarancję spełnienia najwyższych standardów. Organizatorem programu jest Regionalna Izba Gospodarcza w Katowicach.

Spółka, zajmując się dystrybucją gazu ziemnego, od wielu lat harmonijnie łączy etyczne i ekologiczne aspekty działalności gospodarczej z efektywnością, zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Konsekwentnie realizując strategię zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu, spółka osiąga coraz lepsze efekty w kontaktach z interesariuszami, dzięki czemu w tym roku została jednym z laureatów V Rankingu Odpowiedzialnych Firm 2011 w branży paliwa i energetyka.

Ranking opracowało Forum Odpowiedzialnego Biznesu i PricewaterhouseCoopers, a opublikowała „Gazeta Prawna” 14 kwietnia br. GSG zajęła trzecie miejsce w branży paliwa i energetyka. W tym samym rankingu PGNiG SA zostało uznane za najbardziej odpowiedzialną firmę w kategorii branżowej.

GSG jest pełnoprawnym członkiem Programu Global Compact, na co dzień kierując się 10 podstawowymi zasadami z zakresu praw człowieka, praw pra-

cowniczych, ochrony środowiska i przeciwdziałania korupcji. Od sierpnia 2009 roku spółka jest członkiem Programu Partnerstwa Forum Odpowiedzialnego Biznesu.

Spółka otrzymała certyfikat Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Bezpieczeństwem i Higieną Pracy, Środowiskiem oraz Międzynarodowy Certyfikat IQ NET według standardów ISO. Jest także laureatem m.in. XII edycji Polskiej Nagrody Jakości w kategorii wielkich organizacji, Złotego Lauru Umiejętności i Kompetencji w kategorii „Firma społecznie odpowiedzialna”, ma też certyfikat Przedsiębiorstwo Fair Play. ■



Ochrona perymetryczna

Andrzej Kozik

Górnośląska Spółka Gazownictwa w konsorcjum z Politechniką Śląską i firmą WASKO S.A., w grudniu ubiegłego roku rozpoczęła realizację projektu badawczo-rozwojowego pod nazwą „Projekt i implementacja platformy perymetrycznego monitorowania infrastruktury krytycznej sieci dystrybucyjnej gazu”.

Celem projektu jest opracowanie kompleksowego systemu ochrony perymetrycznej infrastruktury krytycznej sieci dystrybucyjnej gazu. Dzięki temu podniesiony zostanie poziom bezpieczeństwa na terenie monitorowanej jednostki, możliwe też będzie szybkie skoordynowanie działań w sytuacji zagrożenia oraz przewidywanie – z jak największym wyprzedzeniem – sytuacji niosących zagrożenie. Przez ochronę należy tutaj rozumieć zespół działań realizowanych w celu zapewnienia funkcjonowania infrastruktury krytycznej na wypadek zaistniałych zagrożeń – awarii, ataków oraz innych możliwych zdarzeń zakłócających jej poprawne funkcjonowanie.

Projektowany system połączy istniejące na rynku jednostkowe rozwiązania z zakresu ochrony:

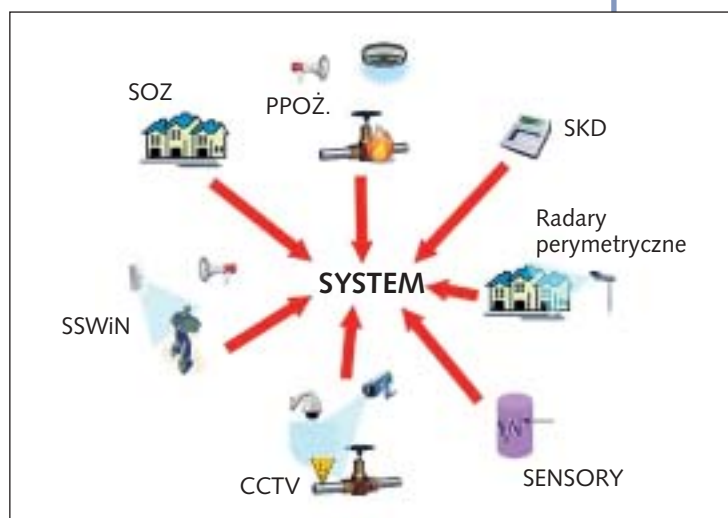
- systemów przeciwpożarowych (ppoż.),
- systemów kontroli dostępu (SKD),
- systemów wizyjnych CCTV,
- systemów sygnalizacji włamań i napadu (SSWiN),
- systemów ochrony zewnętrznej (SOZ), które – uzupełnione o dodatkowe urządzenia monitorujące (np. sensory dźwięku, sensory elektromagnetyczne, radary perymetryczne) – stworzą podstawę do rozszerzenia możliwości wykrywania zagrożeń.

Jedną z podstawowych funkcji tworzonego systemu będzie wykorzystanie zaawansowanych systemów wizyjnych nadzorujących infrastrukturę przesyłową gazu. Związana z tym będzie analiza danych pozyskanych z kamer termowizyjnych, umożliwiającą wykrywanie zagrożeń między poszczególnymi elementami systemu gazowego, których występowanie wiąże się ze zmianą temperatury jego elementów.

Stworzenie systemowej platformy monitorującej, w skład której będą wchodzić urządzenia z zakresu poszczególnych systemów ochrony, w powiązaniu z systemem informatycznym zbierającym dane perymetryczne z systemów zabezpieczających

i pomiarowych, umożliwi operatorowi przewidywanie i zapobieganie zdarzeniom związanym z ww. zagrożeniami, wspomagając podejmowane przez niego procesy decyzyjne. Wczesne wychwycenie możliwości wystąpienia zdarzenia niosącego zagrożenie ma umożliwić uruchomienie odpowiedniej procedury postępowania, mającej na celu jego likwidację lub, gdy jest to niemożliwe, procedury zmierzającej do ograniczenia jego skutków.

Jako obiekt podlegający badaniom, na bazie którego stworzony zostanie demonstrator opracowanej technologii, GSG wytypowała węzeł technolo-



giczny Świętochłowice przy ul. Łagiewnickiej, który ze względu na pełnioną funkcję jest jednym z kluczowych elementów w naszym systemie dystrybucyjnym.

Realizowany projekt będzie miał istotne znaczenie z punktu widzenia ochrony infrastruktury gazowniczej. Jego realizacja umożliwi także zmianę obecnie stosowanych klasycznych zabezpieczeń jednostkowych na jedno zintegrowane rozwiązanie systemowe.

Zakończenie projektu przewidziane jest na czerwiec 2012 roku. ■

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

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

Jedną z podstawowych funkcji tworzonego systemu będzie wykorzystanie zaawansowanych systemów wizyjnych nadzorujących infrastrukturę przesyłową gazu.

Świętokrzyski rozwój sieci gazowniczej

Małgorzata Świtakowska, Marcin Sykulski, Michał Grabek

Renesans „świętokrzyskiego gazownictwa” przypadł na początek XXI wieku. Wtedy to powołano do życia Zakład Gazowniczy w Kielcach w strukturze Karpackiej Spółki Gazownictwa.

Historia rozwoju sieci gazowniczej w Świętokrzyskiem sięga okresu międzywojennego i jest ściśle związana z powstaniem w południowo-centralnej Polsce wielu zakładów w ramach Centralnego Okręgu Przemysłowego. Ówczesna strategia państwa założyła przeznaczenie znacznych wydatków inwestycyjnych na rozbudowę przemysłu ciężkiego i zbrojeniowego. Pierwszy gazociąg wybudowano w 1937 roku. Łączył on dwa ośrodki przemysłowe – w Sandomierzu i Ostrowcu Świętokrzyskim. Kolejny etap rozbudowy tego gazociągu nastąpił dwa lata później i objął Starachowice i Parszów. Gazociąg powstały na tym obszarze zasilają w gaz ważne dla Polski zakłady metalurgiczne, mechaniczne i zbrojeniowe. Druga wojna światowa skutecznie zablokowała dalszą gazyfikację regionu. Dopiero w 1954 roku ruszyła rozbudowa systemu gazowego, czego efektem było oddanie gazociągu w/c relacji Parszów–Kielce. Motorem dalszego rozwoju infrastruktury gazowniczej na terenie Świętokrzyskiego było powstanie odkrywkowych kopalni surowców mineralnych wydobywanych w Górach Świętokrzyskich. Gaz doprowadzono do zakładów przemysłowych produkujących w eksploatacji i przetwarzaniu surowców kopalnianych wykorzystywanych w budownictwie. Ponieważ możliwości finansowe i społeczne prywatnych osób były ograniczone, rozwój infrastruktury gazowniczej opierał się na zakładach przemysłowych. Zmiany w tym zakresie nastąpiły z chwilą powstania w Kielcach w 1958 roku przedsiębiorstwa Miejska Gazownia. Budowa w Kielcach stacji redukcyjno-pomiarowej i sieci gazowniczej w centrum Kielc umożliwiła zapalenie pierwszych płomyków na kuchniach gazowych u odbiorców indywidualnych.

W zakresie gazyfikacji rok 1958 można uznać za przełomowy nie tylko dla Kielc, ale dla całego regionu świętokrzyskiego. Kolejnymi miastami, w których gaz do celów komunalno-bytowych pobierać zaczęli odbiorcy indywidualni, były Starachowice (1962 r.),

Ostrowiec Świętokrzyski (1968 r.) i Skarżysko Kamienna (1974 r.). Uwarunkowane to było wcześniejszym powstaniem w tym rejonie sieci rozdzielczej gazu ziemnego. Jednakże największym odbiorcą był przemysł ciężki. Starachowice były wówczas ośrodkiem motoryzacyjnym jako siedziba Fabryki Samochodów Ciężarowych „Star”. W Ostrowcu Świętokrzyskim wciąż funkcjonował Zakład Metalurgiczny. Natomiast Skarżysko Kamienna pozostawało niezmiennie jednym z głównych w Polsce ośrodków przemysłu zbrojeniowego, z Zakładami Mechanicznymi „Mesko” na czele.

Podczas gdy północna część województwa już w końcu lat 70. ub.w. była zaopatrzona w gaz, to południowa wciąż pozostawała niezgazyfikowana. Sytuacja uległa zmianie w 1979 r., kiedy doprowadzono gaz do Buska-Zdroju. Odbiorcy indywidualni zaczęli tam pobierać gaz ziemny w 1980 r. W kolejnych czterech latach następował umiarkowany rozwój sieci gazowych na terenie województwa świętokrzyskiego. W 1995 r. przedłużono gazociąg z Buska-Zdroju do miejscowości Mójcza koło Kielc. Tym samym zasilono Kielce w gaz od strony południowej, stworzono także możliwość gazyfikacji terenów wzdłuż trasy gazociągu.

Prawdziwy renesans „świętokrzyskiego gazownictwa” przypadł na początek XXI wieku. Wtedy to wraz z reorganizacją struktur gazowniczych powołano do życia Zakład Gazowniczy w Kielcach w strukturze Karpackiej Spółki Gazownictwa. Nastąpiła mobilizacja działań rozwojowych, skutkująca opracowaniem i przyjęciem do realizacji „Strategii rozwoju” zakładającej rozbudowę systemu gazowego w/c do strategicznych niezgazyfikowanych rejonów województwa, co pozwoliłoby na budowę rozdzielczej sieci gazowej. Dynamiczny rozwój regionu świętokrzyskiego, spowodowany powstaniem kilkunastu zakładów produkcyjnych związanych z budownictwem, był kolejnym impulsem do rozbudowy struktury sieci gazowej. Infrastruktura gazownicza w województwie świętokrzyskim zaczęła się powiększać w dynamicznym tempie. W ostatnich dziesięciu latach długość sieci gazowej wzrosła z 1800 km w 2002 roku do 3200 km w 2010 roku, co z kolei przełożyło się na zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ze 130 mln m³ w 2002 roku do 380 mln³ w 2010 roku. Ten dynamiczny wzrost wymagał zwiększenia nakładów inwestycyjnych z 2,3 mln zł w 2003 roku do ponad 40,0 mln zł



Węzeł rozdzielczo-pomiarowy Lubienia

w 2011 roku. Efektem poniesionych w ostatnich pięciu latach nakładów inwestycyjnych jest zasilenie w paliwo gazowe odbiorców przemysłowych oraz indywidualnych w rejonach dotychczas niezgazyfikowanych, takich jak Pińczów, Chmielnik, Nowiny oraz Jędrzejów. W celu dotrzymania wysokich standardów dystrybucji paliwa gazowego dokonano rozbudowy sieci oraz stacji gazowych I° z modernizacją strategicznego dla Zakładu Gazowniczego Kielce węzła Lubienia z przepływem 50 tys. m³/h. Równie istotną inwestycją jest budowa stacji pomiarowej o przepustowości 50 tys. m³/h na granicy spółek dystrybucyjnych MSG/KSG. Rozliczenie przepływu będzie się odbywało za pomocą najnowszego rozwiązania – gazomierza ultradźwiękowego.

Mimo postępującego rozwoju sieci gazowej, w regionie świętokrzyskim wciąż jest wiele do zrobienia w zakresie gazyfikacji nowych terenów. Zgodnie z badaniami przeprowadzonymi w 2008 r., województwo miało jedną z najsłabiej rozwiniętych (gazyfikacja na poziomie 36%) infrastruktur gazowniczych w Polsce.

Przed Karpaczką Spółką Gazownictwa i jej Oddziałem – Zakładem Gazowniczym w Kielcach – stały i nadal stoją poważne wyzwania związane z likwidacją tzw. białych plam. Pierwsze efekty ciężkiej pracy kieleckich gazowników są widoczne już teraz, gdyż poziom gazyfikacji województwa wzrósł w 2011 roku do 43%.

Dobre warunki do dalszej rozbudowy infrastruktury gazowniczej stwarza rozwój innych branż przemysłu opartych na wykorzystaniu błękitnego paliwa.

W Świętokrzyskiem powstają nowe przedsiębiorstwa produkujące m.in. masy bitumiczne, ceramikę budowlaną oraz firmy z branży chemicznej i inne. Ponadto, województwo świętokrzyskie znajduje się również w czołówce najprężniej rozwijających się regionów Polski. Jest to dodatkowym czynnikiem, dającym dobre prognozy związane z pojawianiem się w niedalekiej przyszłości znaczących odbiorców gazu ziemnego.

Ogromny potencjał rozwoju sieci gazowej Karpaczkiej Spółki Gazownictwa pod względem gospodarczym jest ściśle związany z regionem świętokrzyskim. Mimo dużego tempa przyrostu infrastruktury gazowniczej w ostatnich kilku latach oraz sukcesywnego zwiększania wolumenu dystrybucji gazu, województwo świętokrzyskie wciąż wypada „słabo” na tle pozostałych województw. Jak podkreśla Józef Katra, dyrektor Zakładu Gazowniczego w Kielcach: – *Planowany rozwój to budowa systemu gazowego do kolejnych miast województwa, takich jak Chęciny, Mało-*

goszcz i Włoszczowa. Nie bez znaczenia jest również sukcesywna rozbudowa sieci gazowej zasilającej nowych odbiorców przemysłowych oraz indywidualnych zlokalizowanych w sąsiedztwie już istniejących oraz projektowanych gazociągów. Mam nadzieję, że szlachetne paliwo, jakim jest gaz ziemny, podniesie standard życia mieszkańców Świętokrzyskiego, a zakłady produkcyjne zwiększą jakość wytwarzanych produktów i jednocześnie dbałość o środowisko naturalne w postaci redukcji emisji pyłów i gazów. W prowadzonych przez nasz zakład projektach inwestycyjnych kierujemy się przede wszystkim innowacyjnością, a wszelkie roboty gazownicze prowadzone są przy zastosowaniu materiałów spełniających najwyższe normy jakościowe dotyczące gazociągów oraz urządzeń redukcyjno-pomiarowych. Potwierdzeniem moich słów jest stosowanie w naszych działaniach założeń społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR), której jednym z podstawowych celów jest ochrona środowiska naturalnego. Bezwzględnie przestrzegamy procedur wynikających z posiadanych przez naszą firmę certyfikatów ISO. Jeśli chodzi o innowacyjne działania, przykładem niech będzie rozbudowa infrastruktury poszerzona o linie transmisji przesyłu danych. Mam tu na myśli lokalizowanie w bezpośrednim sąsiedztwie gazociągów kabli światłowodowych. Takie działanie umożliwi zdalne sterowanie z poziomu zakładu strumieniem gazu w ważniejszych obiektach gazowniczych, a w przyszłości pozwoli na czerpanie korzyści ze świadczenia nowego rodzaju usług.

Plany dotyczące rozwoju infrastruktury gazowniczej są bardzo ambitne, a ich realizacja jest priorytetem Zakładu Gazowniczego w Kielcach, będącego dystrybutorem gazu na terenie województwa świętokrzyskiego. Zakładany wzrost dystrybucji paliwa gazowego zarówno do zakładów przemysłowych, jak i odbiorców indywidualnych, w znacznym stopniu przyczyni się do rozwoju gospodarczego województwa świętokrzyskiego i podniesienia poziomu życia jego mieszkańców. ■

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

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

Plany dotyczące rozwoju infrastruktury gazowniczej są bardzo ambitne, a ich realizacja jest priorytetem Zakładu Gazowniczego w Kielcach.

Platforma dla dostawców

Małgorzata Ozdarska, Paweł Gałeczki

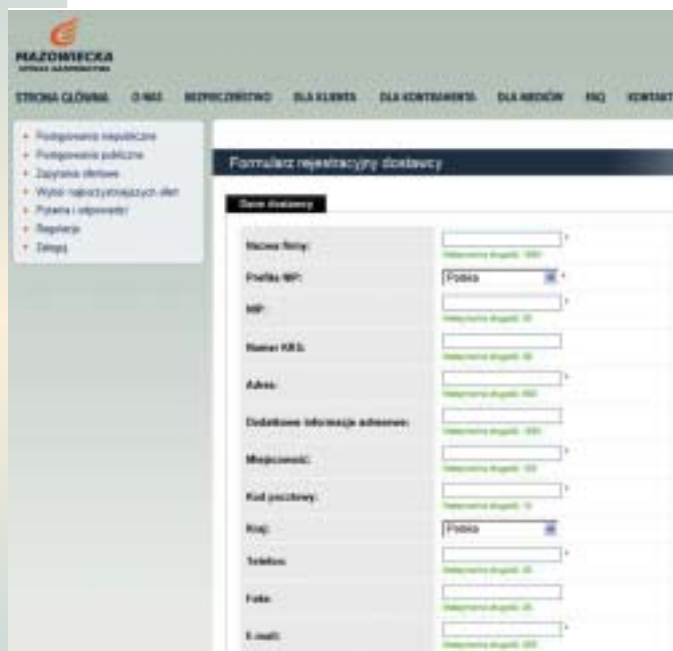
Oferty składane za pośrednictwem systemu to zwiastun stopniowego odchodzenia od standardowych ofert papierowych. Taką możliwość daje dostawcom platforma przetargowa przygotowana w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa. Niebawem będą oni mogli korzystać z dobrodziejstw nowoczesnych technologii.

Po zalogowaniu na platformę dostawca będzie mógł wykorzystać funkcjonalności pozwalające np. na elektroniczne składanie ofert. System umożliwia dostawcom udział w aukcjach, a nowy moduł elektronicznych zapytań ofertowych (RFX) pozwala składać oferty w wybranych postępowaniach prowadzonych w trybie zapytania ofertowego.

Aby złożyć ofertę czy wziąć udział w aukcji elektronicznej, trzeba mieć konto w systemie. Takie konto może utworzyć administrator systemu po stronie zamawiającego. Dostawca może skorzystać również z dostępnej funkcji autorejestracji. W takim przypadku wystarczy wypełnić formularz dostępny na stronie logowania do systemu, a następnie przesłać dane. W formularzu rejestracyjnym

zawarte są dane teleadresowe dostawcy, NIP, kategorie asortymentowe oraz dane użytkownika, który ze strony dostawcy będzie miał konto w systemie. Administrator po weryfikacji danych potwierdza zarejestrowanie użytkownika dostawcy w systemie. Na podany przez dostawcę adres e-mailowy platforma wysyła wiadomość zawierającą dane potrzebne do zalogowania. Od tego momentu, po zalogowaniu, użytkownik może składać na platformie oferty i brać udział w aukcjach, do których został zaproszony.

Na stronie głównej platformy, dostępnej dla niezalogowanych użytkowników, dostawca może przeglądać ogłoszenia o zamówieniach oraz zapytaniach ofertowych. Jeżeli postanowi złożyć elektroniczną ofertę, system umożliwi przystąpienie do procedury z poziomu przeglądanej ogłoszenia. Wówczas, po zalogowaniu do platformy, takie zapytanie ofertowe znajdzie się w menu „Moje zapytania RFX”, umiejscowione na liście wszystkich zapytań, w których dostawca bierze bądź brał udział. Z poziomu tej listy można wejść w konkretne zapytanie ofertowe, wypełnić formularz i złożyć ofertę. Dostawca ma dostęp do wszystkich zapytań ofertowych, w których brał lub bierze udział. Każde zapytanie ofertowe zawiera informacje dotyczące przedmiotu zamówienia, kryteriów oceny ofert oraz terminu składania ofert. Podczas składania elektronicznej oferty możliwe jest również dodawanie załączników w postaci plików elektronicznych zawierających np. specyfikacje przedmiotu dostawy lub skany podpisanych oświadczeń, których w danym postępowaniu żąda zamawiający. W zależności od tego, czy zamawiający zezwoli na wielokrotne składanie ofert w danym postępowaniu, dostawca może, aż do momentu upływu terminu składania ofert, wielokrotnie modyfikować swoją ofertę. Dzięki pytaniom i odpowiedziom możliwa jest komunikacja pomiędzy zamawiającym a dostawcą, która odbywa się z poziomu systemu i jest dostępna dla każdego zapytania ofertowego. Historia takiej komunikacji jest, oczywiście, dostępna również dla zakończonych zapytań ofertowych. W każdym elektronicznym zapytaniu (RFX) dostawca dysponuje gotowym formularzem ofertowym, powstałym wskutek zdefiniowania przez zamawiającego pożądanych kryteriów, ich typów opisu oraz wagi. Wystarczy wypełnić kilka pól w takim formularzu, załączyć dodatkowe pliki (jeżeli są wymagane) i złożyć ofertę. Cała operacja nie powinna zająć dostawcy więcej niż kilka minut.



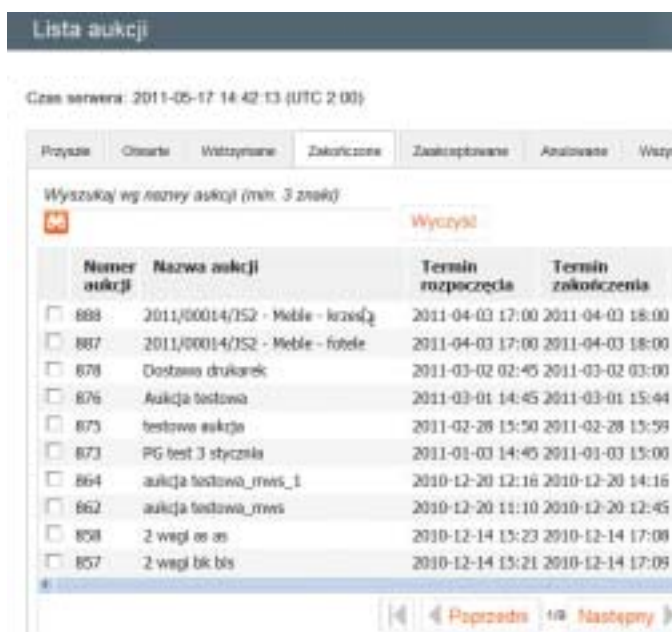
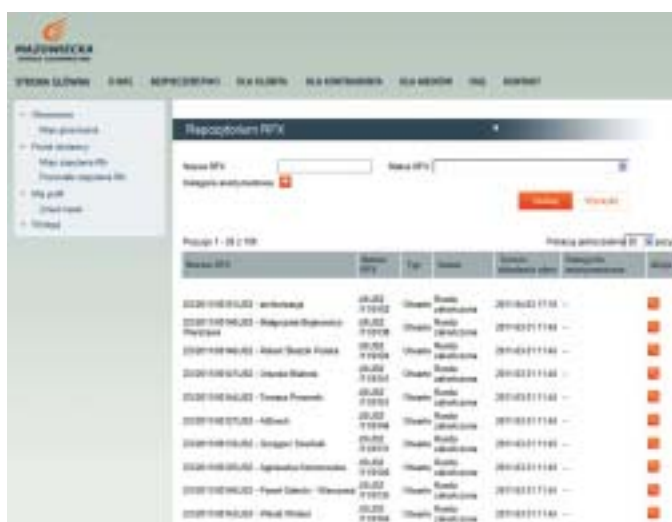
Z kolei w menu „Aukcje” na stosownej liście widoczne dla dostawcy są wydarzenia aukcyjne, do których został zaproszony. Wybierając odpowiednią pozycję z listy aukcji, dostawca może w zależności od statusu danej aukcji:

- zapoznać się z treścią i zasadami (dla aukcji oczekujących na publikację),
- wziąć udział w aukcji (dla aukcji opublikowanych) oraz
- obejrzeć historię (dla aukcji zakończonych).

Przed przystąpieniem do licytacji dostawca może zostać poproszony o akceptację regulaminu aukcji. Udział w aukcji możliwy jest tylko w przypadku akceptacji regulaminu. Funkcjonalność aukcji obsługuje również postępowania prowadzone zgodnie z ustawą „Prawo zamówień publicznych”. Umożliwia to składanie ofert potwierdzonych kwalifikowanym podpisem elektronicznym. Z punktu widzenia dostawcy, podczas składania ofert w aukcji istotna jest informacja, czy aukcja przewiduje tzw. dogrywkę. Dogrywka polega na przedłużaniu czasu trwania aukcji o zdefiniowaną przez operatora liczbę minut, w przypadku gdy oferta któregoś z dostawców wpłynie w ostatnich trzech minutach pozostałych do zakończenia aukcji. Na etapie konfiguracji aukcji operator może zdefiniować czas trwania takiej dogrywki oraz liczbę dogrywek możliwych do przeprowadzenia w ramach konkretnej aukcji. Opisanie powyżej informacje są, oczywiście, jawne i dostępne dla dostawcy. Przedstawiona funkcjonalność dogrywki wprowadza zasadę zdrowej konkurencji i umożliwia reakcję pozostałych oferentów w przypadku, gdy jeden z nich złoży ofertę nawet w ostatniej sekundzie przed upłynięciem terminu zakończenia aukcji.

Wszelkie kluczowe wydarzenia w systemie wspomagane są funkcjonalnością powiadomień e-mailowych. Adresatami poszczególnych wiadomości są również dostawcy. Platforma powiadamia ich na przykład o aukcjach, do których zostali zaproszeni, o skierowanych do nich pytaniach od zamawiającego, dotyczących złożonych ofert itp. Jeżeli dostawca został zaproszony do wzięcia udziału w zapytaniu ofertowym, również otrzymuje e-maila z bezpośrednim linkiem do elektronicznego zapytania ofertowego (RFX), które jest dla niego dostępne tuż po zalogowaniu.

Zaletą opisanych powyżej rozwiązań jest pełna przejrzystość wyboru dostawcy oraz zapewnienie uczciwej konkurencji. Przedstawione funkcjonalności platformy znacznie automatyzują proces oraz skracają czas potrzebny na ogłoszenie zapytania ofertowego, zebranie ofert, ich analizę i ocenę. Dla coraz większej liczby osób i przedsiębiorstw ważna jest również dbałość o środowisko naturalne. Dzięki pracy w systemie zarówno zamawiający, jak i dostawcy, zużywają mniej papieru czy toneru w drukarkach. Nie ma też potrzeby osobistego dostarcza-



nia przez dostawców papierowych ofert do siedziby zamawiającego.

Mamy nadzieję, że nowa platforma będzie nie tylko przyjazna dla pracowników, lecz także spodoba się naszym dostawcom. ■

Małgorzata Ozdarska – Mazowiecka Spółka Gazownictwa
Paweł Gałęcki – Otwarty Rynek Elektroniczny S.A.

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

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

Pogoda dla kogeneracji

Katarzyna Wróblewicz, Alina Stasiak

Na początku kwietnia w Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Olsztynie odbyło się uroczyste uruchomienie układu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym.

Wyprodukowana w skojarzeniu energia elektryczna pokrywa własne zapotrzebowanie Ciepłowni Kortowo, jej nadwyżka jest wprowadzana do sieci energetycznej, natomiast energia ciepła – do olsztyńskiej sieci ciepłowniczej.

– *Eliminujemy ryzyko dostaw ciepła dla mieszkańców Olsztyna, nawet w przypadku braku prądu w mieście* – przekonywał Konrad Nowak, prezes zarządu MPEC w Olsztynie. – *Optymalizujemy koszty, efektywnie wykorzystujemy paliwo pierwotne i redukujemy emisję szkodliwych substancji do atmosfery, dlatego ta inwestycja jest określana mianem przełomowej.*

Uruchomiony układ kogeneracyjny wyposażony jest w silniki o mocy elektrycznej 800 i 400 kilowatów. Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej jako pierwsze w Olsztynie zdecydowało się na podobną inwestycję. Od strony finansowej realizację inwestycji umożliwiły pozyskane przez MPEC środki pochodzące z Regionalnego Programu Operacyjnego „Warmia i Mazury” (39%), kredyt CEB (47%) oraz środki własne przedsiębiorstwa (14%). Od strony te-

chnicznej szandarowy projekt MPEC został zrealizowany przy udziale Centrum Energetyki Stosowanej, które wykonało blok dwóch silników firmy MWM o łącznej mocy elektrycznej 1200 kilowatów, Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA – sprzedawcy paliwa gazowego, oraz Pomorskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. – dystrybutora paliwa gazowego. W celu dostarczenia gazu ziemnego na potrzeby układu Pomorska Spółka Gazownictwa wybudowała około 1200 m gazociągu średniego ciśnienia oraz stację pomiarową. Szacuje się, że roczny pobór gazu ziemnego będzie wynosił od 2,5 do 3 mln m³.

– *Nastała pogoda dla gazowej kogeneracji* – podkreślił Stanisław Łętowski, członek zarządu Pomor-



skiej Spółki Gazownictwa. – *Z satysfakcją uczestniczymy w projektach przyczyniających się do ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko naturalne oraz podniesienia efektywności wykorzystania energii.*

Na uroczyste uruchomienie układu przybyło około stu osób, głównie z branży ciepłowniczej i gazowniczej. Obecni byli również Bogusław Szwedowicz, zastępca prezydenta Olsztyna, Jan Tandyrak, przewodniczący Rady Miasta, oraz Zygmunt Strubiński, prezes PGNiG Energia. Gospodarzami byli dyrektorzy Oddziału Zakład Gazowniczy w Olsztynie: Jarosław Kosin i Jan Wolański oraz Jerzy Chodor, dyrektor Gazowni Olsztyńskiej PGNiG SA.

Po prezentacjach multimedialnych na temat powstania projektu i jego realizacji odbyła się konfe-



rencja prasowa, podczas której dziennikarze mieli okazję poznać szczegóły dotyczące układu kogeneracyjnego oraz porozmawiać ze specjalistami. Następnie wszyscy udali się do budynku, w którym, po tradycyjnym przecięciu wstęgi, uruchomiono urządzenia. Goście otrzymali przygotowany na tę okazję specjalny upominek – kask ochronny – na którym umieszczono znaki firmowe partnerów biorących udział w projekcie.

Powyższa inwestycja jest zwiastunem rozwoju energetyki opartej na produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła z gazu ziemnego. Dlatego, aby sprostać zwiększającemu się zapotrzebowaniu na paliwo gazowe, spółka intensywnie rozbudowuje sieć dystrybucji gazu. ■

Na zdjęciach uroczystość otwarcia instalacji kogeneracyjnej w Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Olsztynie.



Inwestycja jest zwiastunem rozwoju energetyki opartej na produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła z gazu ziemnego.

Pomorze – kraina gazem płynąca

Inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne Pomorza to motyw przewodni konferencji „Gaz ziemny dla Pomorza 2015”, która odbyła się 31 maja 2011 roku w Gdańsku.

Podczas spotkania omówiono najważniejsze inwestycje w pomorską infrastrukturę gazową, tj. południowo-wschodnie zasilanie Gdańska wraz z gazyfikacją Wyspy Sobieszewskiej, gazociągi przesyłowe Włocławek–Gdynia i Szczecin–Gdańsk oraz podziemny magazyn gazu w Kosakowie. To elementy programu inwestycyjnego kluczowych w swej branży firm gazowniczych, będących jednocześnie współorganizatorami konferencji: Pomorskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., PGNiG SA, GAZ-SYSTEM i Investgas SA. Łączne nakłady na wszystkie planowane inwestycje wyniosą około 1,8 mld zł. Gospodarzami konferencji byli wojewoda pomorski oraz marszałek województwa pomorskiego.

Dotychczas główną bolączką w zakresie stabilizacji dostaw gazu i zgodnego z popytem zaopatrywania

odbiorców w gaz były techniczne wąskie gardła jego transportu. Historycznie byliśmy na końcu krajowego systemu gazowego, co powodowało techniczne i handlowe problemy, a teraz, dzięki ogromnym inwestycjom, mamy szansę być na jego początku. Jest to możliwe dzięki połączeniu sił i ustaleniu wspólnych celów inwestycyjnych czterech wspomnianych przedsiębiorstw gazowych, których celem jest przemyślana rozbudowa infrastruktury gazowej na Pomorzu Gdańskim. Każdy partner ma znaczący wkład w realizację tego dążenia, a działania wszystkich firm wzajemnie się uzupełniają, co ostatecznie umożliwi efektywną gazyfikację i poprawę jakości życia mieszkańców oraz rozwój całego regionu.

Jednym z gwarantów rozwoju województwa i realizacji potrzeb odbiorców jest stabilny dostęp do surowców energetycznych oraz gęsta i niezawodna sieć przesyłowa.

– *Z optymizmem patrzę na realizowane obecnie oraz planowane inwestycje, które w najbliższych latach umożliwią wszystkim zainteresowanym dostęp do infrastruktury gazowej* – powiedział Roman Zaborowski, wojewoda pomorski, pełniący jednocześnie funkcję przewodniczącego Wojewódzkiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego. ■

Katarzyna Wróblewicz

Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk

tel. (+48) 58 326 35 00

faks (+48) 58 326 35 04

e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl



Trudne inwestycje

Leszek Łuczak

Wśród licznych inwestycji Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa związanych z rozbudową lub modernizacją gazowniczej infrastruktury w tym roku dwie wyróżniają się wysokim stopniem trudności. W Koninie Oddział Zakład Gazowniczy w Kaliszu prowadzi budowę gazociągu, która będzie spięciem technologicznym między sieciami w prawobrzeżnej i lewobrzeżnej części miasta. To bardzo ważna inwestycja, ponieważ dzięki niej poprawi się bezpieczeństwo dostaw gazu do dwóch ważnych stref aktywności gospodarczej w rejonie autostrado-



Gazociąg w Koninie – wykonywanie przewiertu pod dnem Warty.

wych węzłów Modła (Konin–Zachód) i Żdźary (Konin–Wschód). Wokół Modły powstaje coraz więcej centrów logistycznych firm handlowych, natomiast w pobliżu węzła Żdźary wydzielono 150 ha dla przemysłu. Pracują tam już zakłady produkcyjne firm Zinkpower Wielkopolska i Pfeiderer Euroholes. Budowany gazociąg średniego ciśnienia dn 180 PE biegnie w Koninie wzdłuż Trasy Warszawskiej, Podwala i dochodzi do ul. Kolskiej, gdzie łączy się z siecią lewobrzeżną. Ten gazociąg będzie miał 3000 m. Budownicy muszą przejść przez teren objęty ochroną (Natura 2000), przebić się pod wałami przeciwpowodziowymi i przeprowadzić gazociąg pod dnem kanału Ulgi i Warty.

Ruszyła też budowa gazociągów i przyłączy gazowych średniego i niskiego ciśnienia oraz stacji gazowej II stopnia w Sycowie w powiecie oleśnickim w województwie dolnośląskim. Stara sieć gazowa będzie w Sycowie usunięta. Na tę inwestycję WSG otrzymała dofinansowanie z Unii Europejskiej w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Dolnośląskiego na lata 2007–2013. Dofinansowanie wynosi 40 proc. całkowitych wydatków kwalifikowanych. Oddział ZG w Kaliszu będzie prowadził prace w starej, ciasnej zabudowie miejskiej. Wymagać to będzie precyzyjnej organizacji frontu robót. Jednocześnie nawiązano tu ścisłą współpracę z konserwatorem zabytków i służbami archeologicznymi. ■

Niszczarka

W wycofanych z eksploatacji gazomierzach, zanim trafią na złom, muszą zostać uszkodzone ich neuralgiczne części, aby przypadkiem taki gazomierz nie trafił do ponownego, nielegalnego użycia. W spółkach zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego i ich oddziałach ten problem bywa różnie rozwiązywany. W niektórych niszczenie i przekazanie gazomierzy na złom zleca się firmom zewnętrznym, inne same się tym zajmują. Tak jest na przykład w ZG w Kaliszu. – *Przebijanie miechów i liczników za pomocą młotka i przecinaków to była uciążliwa praca* – mówi Marek Janicki, kierownik RDG w Ostrowie Wlkp. Dlatego ZG w Kaliszu opracował koncepcję urządzenia do łatwiejszego niszczenia i zlecił wykonanie niszcarki gazomierzy jednej z firm. Niszczarka wędru-



je z RDG do RDG, a tam w jeden, dwa dni przeszkoleni pracownicy szybko unicestwiają przeznaczone do złomowania liczniki gazu. ■

L. Ł.

Szacunek dla historii



Dawna łaźnia gazowni w Poznaniu – dziś biurowiec ZG w Poznaniu.

Polskie gazownictwo liczy sobie już ponad 150 lat. Po minionych czasach pozostała bogata spuścizna w postaci wielu zabytkowych budynków dawnych gazowni, urządzeń, narzędzi i archiwalnych dokumentów. Dzisiejsze firmy branży gazowniczej nie szczędzą środków, aby ocalić te materialne ślady historii gazownictwa.

Wielkopolska Spółka Gazownictwa odrestaurowała budynek, w którym w przeszłości mieściła się łaźnia i szatnia pracowników klasycznej gazowni. Budynek odnowiono i powiększono o nowe skrzydła. Jedno jest kontynuacją architektury dawnej łaźni, drugie – przykładem architektury XXI w. W obiekcie tym znalazły się biura i sale konferencyjne Oddziału ZG w Poznaniu. W podziemiach urządzono minimuzeum gazownictwa, z ekspozycją dawnych urządzeń i narzędzi gazowniczych oraz archiwalnych fotografii. W uroczystym otwarciu nowego-starego biurowca uczestniczył Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG.



W podziemiu nowego biurowca ZG w Poznaniu urządzono wystawę zabytkowych urządzeń gazowych.

Bogaty zbiór zabytkowych urządzeń i narzędzi gazowniczych oraz dokumentów zgromadził także przez lata nieżyjący już kierownik rozdzielni gazu w Krotoszynie – Jerzy Wolniak – wraz ze swoimi podwładnymi. W tym roku, dzięki staraniom Oddziału ZG w Kaliszu, w odnowionej siedzibie Rejonu Dystrybucji Gazu w Krotoszynie część tej bogatej kolekcji znalazła swoje godne miejsce. W nowoczesnej sali wystawienniczej można obejrzeć gazowe liczniki, lampy, żelazka, podgrzewacze wody, kuchenki itd., a także wiele narzędzi i przedwojennych dokumentów technicznych.

Leszek Łuczak



Fragment stałej ekspozycji historii gazownictwa w budynku Rejonu Dystrybucji Gazu w Krotoszynie.

Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

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

Projekt budowy laboratorium do wzorcowania gazomierzy przy średnich i wysokich ciśnieniach

Eliza Dyakowska, Paweł Szufleński

Każdy operator gazociągów, zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych, jest zainteresowany zapewnieniem dokładnego pomiaru ilości gazu na wejściach i wyjściach systemu.

Nie ma jednak możliwości zapewnienia dokładnego pomiaru, jeśli krzywa błędów gazomierza wyznaczona przy ciśnieniu roboczym nie jest wprowadzona do przelicznika.

Jeżeli ta krzywa nie jest znana, to nie może być wprowadzana i przelicznik nie koryguje błędów gazomierza. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, gazomierze służące do rozliczeń podlegają okresowej legalizacji na stanowiskach mających uprawnienia punktów legalizacyjnych. Błędy gazomierzy wyznaczane są na tych stanowiskach za pomocą powietrza przy ciśnieniu atmosferycznym, ale nie zawsze są znane, ponieważ świadectwo legalizacji nie musi zawierać wyników.

Wprowadzanie charakterystyki niskociśnieniowej nie ma uzasadnienia, ponieważ w systemie przesyłowym pomiary wykonywane są przy ciśnieniu średnim i wysokim, a błędy gazomierzy wywzorcowanych powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym mogą znacznie różnić się od otrzymanych dla gazu ziemnego przy ciśnieniu roboczym.

Kwestia budowy stanowiska do wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym była rozważana w gazownictwie od dawna – pierwsza koncepcja takiego stanowiska, opracowana przez IGNiG na zlecenie MOZG, powstała w połowie lat 90. ubiegłego wieku.

Obecnie w wielu krajach europejskich (np. w Niemczech, Danii, Holandii) wzorcuje się gazomierze pracujące nie tylko przy wysokim ciśnieniu, ale także przy średnim. Powstają również nowe stanowiska, np. Euroloop w Rotterdamie czy firmy ENAGAS w Sagossie.

Należy oczekiwać, że przy dalszej liberalizacji rynku obowiązywać będą te same zasady rozliczania przesyłanego gazu w całej Europie, a więc między innymi stosowanie korekcji krzywej błędów. Ponadto, zgodnie z normą PN-EN 12261 dla gazomierzy turbinowych, które są powszechnie stosowane do rozliczeń w systemie przesyłowym GAZ-SYSTEM S.A., gazomierze powinny być

wzorcowane przy ciśnieniu roboczym. Podobne zalecenia znajdują się w normie ISO 17089-1:2010 dla gazomierzy ultradźwiękowych.

Projekt budowy stanowiska do wzorcowania gazomierzy przygotowany przez GAZ-SYSTEM S.A.

30 grudnia 2009 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę z Polską Agencją Rozwoju Przedsiębiorczości, jako instytucją wdrażającą, na dofinansowanie projektu „Opracowanie i wdrożenie technologii wzorcowania gazomierzy na średnim i wysokim ciśnieniu w systemie otwarto-zamkniętym” ze środków programu operacyjnego „Innowacyjna Gospodarka” w ramach działania 1.4 – 4.1.

Dzięki podpisaniu umowy z PARP możliwe będzie uzyskanie refundacji w wysokości około 14 mln zł, czyli mniej więcej 39% kosztów budowy laboratorium.

Laboratorium powstanie na terenie tłoczni Hołowczyce i będzie pierwszym tego typu w Polsce. Realizacja projektu rozpoczęła się w październiku 2009 r., odbędzie się w dwóch etapach. W pierwszym, który zakończył się 30 czerwca 2011 r., wykonane zostały prace rozwojowe i badania przemysłowe, a ich wynikiem jest projekt techniczny stanowiska.

GAZ-SYSTEM S.A. współpracuje z krajowymi jednostkami naukowo-badawczymi (m.in. z Politechniką Warszawską), firmami europejskimi, które mają już działające stanowiska wysokociśnieniowe do wzorcowania gazomierzy (FORCE TECHNOLOGY) oraz firmami zajmującymi się projektowaniem m.in. stacji i układów pomiarowych, a także układów sprężania gazu i stabilizacji jego temperatury. Kluczem do sukcesu całego projektu jest zaangażowanie i praca zespołowa pracowników zatrudnionych zarówno w centrali spółki, jak i w Oddziale w Rembelszczyźnie, w strukturze którego funkcjonuje tłocznia w Hołowczycach.

W trakcie realizacji projektu zgłoszono do ochrony patentowej dwa wynalazki związane z rozwiązaniami, które będą zastosowane w stanowisku.

Etap drugi (etap wdrożenia – Działanie 4.1), który będzie trwał do końca lutego 2014 r., obejmie wybudowanie i uruchomienie całego laboratorium. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem dokumentacji

przetargowej niezbędnej do wyłonienia generalnego wykonawcy laboratorium. Rozpoczęcie budowy planowane jest jeszcze w listopadzie tego roku.

Ostatni krok to uzyskanie akredytacji PCA, co będzie wymagało między innymi przeprowadzenia porównań międzylaboratoryjnych z innymi podobnymi placówkami w Europie. Planuje się powiązanie wyników pomiarów z europejskim zharmonizowanym metrem sześciennym gazu ziemnego. Będzie to stanowić istotne ułatwienie w międzynarodowym obrocie gazem, co obecnie, gdy tak wielką wagę przywiązuje się do dywersyfikacji źródeł zakupu gazu, jest wielką zaletą.

Równolegle trwają prace związane z rozliczaniem projektu zgodnie z umową o dofinansowanie. Wnioski są sukcesywnie oceniane przez PARP i Regionalną Instytucję Finansującą (RIF), a GAZ-SYSTEM S.A. otrzymuje kolejne płatności.

Podstawowe informacje techniczne

Obecnie istniejące na świecie stanowiska pracują w trybie otwartym albo zamkniętym.

Projekt przewiduje opracowanie i zbudowanie innowacyjnego stanowiska, które może pracować w obu tych trybach, co pozwoli na połączenie zalet obu układów i wyeliminowanie ich wad. Najistotniejsze zalety takiego rozwiązania:

- uniknięcie kosztownego (zarówno inwestycyjnie, jak i eksploatacyjnie) sprężania gazu do napełniania i opróżniania stanowiska przy pracy w trybie „zamkniętym”;
- niezależność przepływu gazu w stanowisku podczas pracy w trybie zamkniętym od strumienia objętości gazu w sieci oraz łatwiejsza stabilizacja ciśnienia i temperatury podczas pracy w trybie zamkniętym;
- możliwość ciągłej pracy stanowiska niezależnie od pracy systemu (tłocznia i ruch sieci) w trybie zamkniętym;
- możliwość wzorcowania gazomierzy i badania urządzeń o dużym spadku ciśnienia – taka opcja nie jest dostępna w stanowisku pracującym w trybie zamkniętym;
- możliwość wzorcowania gazomierzy w trybie zamkniętym od ciśnienia 3,5 bar, a więc także tych pracujących na średnim ciśnieniu – opcja niemożliwa w układzie otwartym, zlokalizowanym w tłoczni;
- minimalizacja ilości gazu upuszczanego do atmosfery dzięki połączeniu układu otwartego z zamkniętym;
- możliwość realizacji nawet bardzo dużych i zaawansowanych programów badawczych urządzeń stosowanych w gazownictwie.

Podstawowe parametry, jakimi charakteryzować się będzie stanowisko:

- praca w obiegu zamkniętym w zakresie ciśnień od 3,5 do 45 bar, a w obiegu otwartym (w połączeniu z węż-

łem wydajności tłoczni w Hołowczycach) do 55 bar;

- strumień objętości:
 - od 5 do 4000 m³/h w obiegu zamkniętym
 - do 6500 m³/h w obiegu otwartym;
- możliwość wzorcowania gazomierzy turbinowych, ultradźwiękowych, wirowych, rotorowych, Coriolisa o średnicach nominalnych od DN 50 do DN 300 (opcjonalnie DN 400), dla mniejszych średnic nawet wzorcowanie gazomierzy zwężkowych;
- stabilność temperatury w obiegu zamkniętym na poziomie $\pm 0,1$ K.

Przewidywane zasady funkcjonowania laboratorium

Ze względu na zlokalizowanie laboratorium na terenie tłoczni gazu w Hołowczycach będzie ono działało w strukturze Oddziału w Rembelszczyźnie na następujących zasadach:

- w siedzibie oddziału powstanie „Punkt przyjęć/wydawania gazomierzy” w celu ułatwienia dostawy/odbioru gazomierzy do wzorcowania z całego rejonu działania GAZ-SYSTEM S.A.;
- wszelkie prace prowadzone przy wzorcowaniu gazomierzy i sprawdzaniu wzorców roboczych będą wykonywane zgodnie z procedurami opracowanymi na potrzeby laboratorium wzorcującego zgodnie z wymaganiami PCA;
- w przypadku pracy układów technologicznych w trybie otwartym wymagana będzie ścisła współpraca z obsługą Tłoczni Hołowczyce;
- przewiduje się, że laboratorium może nawiązywać współpracę z ośrodkami naukowymi w celu unowocześniania technik pomiarowych i wykorzystania stanowiska do celów badawczych.

* * *

Wzorcowanie gazomierzy przy ciśnieniu roboczym pozwoli na zwiększenie dokładności pomiaru objętości gazu w rozliczeniach z klientami, należy oczekiwać, że zwiększy się również dokładność wyznaczenia różnicy bilansowej. Zwiększenie wiarygodności rozliczeń z klientami i precyzyjniejsze określanie ilości przesyłanego gazu jest odpowiedzią na oczekiwania rynku. ■



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa
tel. (+48) 22 220 18 00
faks (+48) 22 220 16 06
www.gaz-system.pl

W trakcie realizacji projektu zgłoszono do ochrony patentowej dwa wynalazki związane z rozwiązaniami, które będą zastosowane w stanowisku.

Barierzy i uwarunkowania rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce

Daniel Hawrylkiewicz

Inwestorski tor przeszkód – tak nazwano zorganizowaną przed laty konferencję poświęconą koniecznym zmianom przepisów prawa, obejmującym przepisy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, przepisy środowiskowe, prawo budowlane oraz inne przepisy dotyczące realizacji inwestycji, zwłaszcza inwestycji liniowych. I mimo iż doczekaliśmy się XIII edycji tej konferencji, katalog koniecznych zmian się nie zmniejsza.

Projekt „Polityki energetycznej do 2030 roku” zakłada bezpieczeństwo energetyczne, poprawę jego efektywności oraz oddziaływania energetyki na środowisko. Jednak na niektórych obszarach Polski brak jest rezerw przepustowości sieci przesyłu gazu, umożliwiających rozwój gospodarczy (np. tereny północno-wschodnie), a wiek i czas eksploatacji istniejącej infrastruktury gazowniczej często powoduje wzrost jej awaryjności. Konieczna jest zatem budowa nowych obiektów liniowych oraz wymiana części istniejącej infrastruktury.

Niestety, bariery formalnoprawne istotnie blokują i utrudniają planowanie i realizację przyjętych planów inwestycyjnych. Wydawało się, że przełomem będzie ustawa uchwalona w czerwcu 2010 r. o budowie terminalu gazu skroplonego (LNG) w Świnoujściu. Mimo że inwestycje liniowe mają tam charakter towarzyszący, to stanowią jej istotny element, a zawarte rozwiązania – spójne z ogólnie przyjętymi w Europie – dawały nadzieję na ułatwienie planowania inwestycji liniowych. Tak się jednak nie stało.

A więc nadal aktualna jest inwentaryzacja najbardziej dokuczliwych barier procesów inwestycyjnych w nadziei, że wreszcie zostaną usunięte.

WYBRANE AKTY PRAWNE

Ustawa z 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 80 poz. 717), tekst jednolity z późniejszymi zmianami

Przytoczona ustawa w zasadzie dotyczy obiektów kubaturowych, którym towarzyszą liniowe. Ustawodawca pomniejsza rangę wielokilometrowych inwestycji obejmujących nie tylko gminy, ale także województwa. Uzyskanie pozwoleń na budowę na podstawie MPZP ulega znacznemu wydłużeniu, procedury są pracochłonne i kosztowne. Wymagania ustawy, dotyczące np. wydania jednej decyzji dla całego przedsięwzięcia czy procedury odwoławcze, to kluczowe bariery formalnoprawne.

Ustawa powinna zostać zweryfikowana z nastawieniem na usprawnienie procesów przez:

- doprecyzowanie niejasnych definicji i zapisów,
- uelastycznienie procedowania przy zmianach planów, decyzji formalnych czy studiów,
- uproszczenie procedury wydawania decyzji o lokalizacji dla części inwestycji,
- zawiadamianie o decyzjach i postępowaniach przez obwieszczenie oraz w prasie lokalnej – zastosowania art. 49 kpa.

Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych z 3 lutego 1995 r. i ustawa z 28 września 1991 r. o lasach (teksty jednolite)

Wskazane ustawy generują znaczne obciążenia finansowe dla inwestora w związku z lokalizacją odcinków inwestycji na terenach leśnych. Paradoksalny jest brak możliwości złożenia wniosku o wycinkę przez inwestora nawet w inwestycjach celu publicznego czy brak możliwości wniesienia opłat przez inwestora dla nieruchomości, którymi dysponują osoby fizyczne.

Wnioski i proponowane kierunki działań to przede wszystkim:

- eliminacja sprzeczności rozbieżności w zapisach wymienionych ustaw, a także ustaw przywoływanych bądź powiązanych i zamieszczenie ich w jednym, uporządkowanym dokumencie,
- ułatwienie postępowań dla inwestycji celu publicznego,
- uproszczenie procedury wydawania decyzji wyłączenia lub zastosowanie jednej decyzji dla inwestycji gazowych, która byłaby jednocześnie tytułem do dysponowania gruntem dla potrzeb pozwolenia na budowę,

- ograniczenie możliwości odwoławczych przez właścicieli gruntów, np. wymóg uzasadnienia błędów proceduralnych.

Ustawa z 7 lipca 1994 r. „Prawo budowlane”
– Dz.U. 06.156.1118

Długi czas uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz możliwość oprotestowania przez właścicieli wydanej decyzji o pozwoleniu na budowę bez konieczności podania konkretnych przyczyn i wniesienia odpowiedniego zabezpieczenia, brak możliwości dokonywania modernizacji istniejących sieci czy remontów bez konieczności przeprowadzenia długotrwałych procedur, łącznie ze zmianą MPZP, to tylko najbardziej dokuczliwe regulacje zawarte w ustawie.

Wnioski i propozycje działań:

- wyeliminowanie sprzeczności w prawie budowlanym oraz umożliwienie modernizacji i remontów sieci gazowych poprzez zgłoszenie robót,
- wprowadzenie kwalifikowanych wymagań dotyczących odwołań od decyzji (konieczność przedstawienia zarzutów przeciw decyzji, określenia istoty i zakresu żądania będącego przedmiotem odwołania oraz wskazywania dowodów uzasadniających to żądanie,
- ograniczenie czasowe możliwości stwierdzenia nieważności decyzji oraz wznowienia postępowania zakończono wydaniem zaskarżonej decyzji.

Ustawa z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami – (Dz.U. 04.261.2603)

Ustawa nie określa zasad wyceny nieruchomości, sposobu szacowania wysokości odszkodowań dla właścicieli działek, przez które ma przebiegać inwestycja liniowa. Brak jednoznacznych uregulowań powoduje często nieuzasadnione protesty właścicieli, a także wręcz uniemożliwia uzyskanie prawa do dysponowania nieruchomością bądź inwestor zmuszony jest spełniać nazbyt wygórowane wymagania finansowe właścicieli.

Wnioski i proponowane kierunki działań:

- ustalenie jasnych i przejrzystych zasad wycen wysokości odszkodowania.
- możliwość odwoływania się właścicieli gruntów w przypadku kwestionowania wysokości odszkodowania do sądów bez wstrzymywania procedury administracyjnej – postępowanie w sprawie odszkodowania toczyłoby się odrębnie, a zaskarżenie decyzji starosty nie wstrzymywałoby realizacji inwestycji, ponadto obowiązek zapłaty odszkodowania powstawałby najwcześniej po wydaniu prawomocnej decyzji o pozwoleniu na budowę,
- skrócenie czasokresu procedury ograniczenia praw rzeczowych,
- możliwość wywłaszczania nieruchomości przez jednostkę realizującą cel publiczny,
- jednoznaczne określenie stanu prawnego nieruchomości.

Ustawa z 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami (Dz.U. 03.162.1568)

Barierę stanowi fakt „słabego rozpoznania” i udokumentowania przez służby konserwatorskie stanowisk archeologicznych i ogranicza możliwość, w fazie przedprojektowej, ich ominięcia. Dopuszczalne wstrzymanie budowy na pół roku przez służby konserwatorskie jest zapisem zbyt restrykcyjnym.

Wniosek ogólny: zmiana zapisów ustawy.

Ustawa z 21 marca 1985 o drogach publicznych (Dz.U. 07.19.115)

Przestarzałe przepisy uniemożliwiają lokalizację infrastruktury gazowniczej w bliskiej odległości od istniejących i projektowanych dróg, a także nakazujące zarządom dróg wyznaczanie znacznych odległości od dróg dla obiektów kubaturowych (stacje gazowe, węzły, ZZU itp.)

Wniosek ogólny: zmiana zapisów ustawy.

Ustawa „Prawo wodne” (Dz.U.05.239.2019)

Dyrektor Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej (RZGW) wydaje pozwolenie wodnoprawne, jeżeli szczególne korzystanie z wód lub wykonywanie urządzeń wodnych jest związane z przedsięwzięciem realizowanym w części na terenach zamkniętych. Marszałek województwa wydaje pozwolenia wodnoprawne dla obiektów budowlanych wznoszonych na obszarach bezpośredniego zagrożenia powodzią. W przypadku równoczesnego występowania terenu zamkniętego zapis o kompetencjach nie jest precyzyjny i powoduje przesyłanie wniosków między urzędami, które w dowolny sposób interpretują przepisy i bardzo znacznie wydłuża proces inwestycyjny. Do wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzenia wodnego dołącza się decyzje o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego lub decyzję o warunkach zabudowy. W praktyce ww. zapis jest stosowany do wszystkich przypadków wydawania pozwoleń wodnoprawnych, np. decyzji dla szczególnego korzystania z wód, odwodnienia budowli i wykopów budowlanych itd. Stanowi to element znacznego wydłużania procesu inwestycyjnego i nie pozwala na procedowanie „równoległe”, tzn. uzyskiwanie różnych decyzji w jednym czasie, a obliuguje do otrzymywania jednej decyzji po drugiej.

Wniosek:

- wykreślenie z ustawy ustępu 2b art. 140 i pozostawienie ustępu 2a art.140,
- uściślenie zapisów ust. 2b art. 140 ustawy w taki sposób, żeby zapis odnosił się tylko do obrębu gminy, na terenie której znajduje się teren zamknięty,
- zapis w ustawie, że dołączenie decyzji o ustaleniu LICP dotyczy tylko wniosku dla wykonania urządzenia wodnego.

Rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz.U. 01.97.1055) oraz rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (Dz.U. 05.243.2063)

Zapisy rozporządzeń wraz z innymi obowiązującymi przepisami prawa tworzą barierę, która wydłuża proces przygotowania inwestycji o około dwa lata.

Mowa tu przede wszystkim o tzw. strefie kontrolowanej oraz wytycznych dotyczących sadzenia drzew (w jakich odległościach) w strefie kontrolowanej. Brak konsekwencji skutkuje koniecznością usuwania drzew zlokalizowanych w strefie kontrolowanej, a na działkach, na których istnieją sady, znacznie ogranicza powierzchnię uprawy. Stwarza problemy i utrudnia pozyskanie prawa do terenu i zwiększa koszty odszkodowań.

Wnioski i proponowane kierunki działań:

- przededefiniować w rozporządzeniu ministra gospodarki pojęcie strefy kontrolowanej, a konieczność jej wyznaczenia na powierzchni terenu ograniczyć do przypadku, gdy głębokość przykrycia gazociągu byłaby mniejsza niż połowa jej szerokości. Przy większych głębokościach rozsądne wydaje się dopuszczenie bez ograniczeń sadzenia drzew, wyznaczanie stałych składów i magazynów i nieograniczenie żadnej działalności, a na terenach leśnych zaniechanie wydzielania pasa gruntu wolnego od drzew i krzewów;
- w rozporządzeniu MG w sprawie warunków, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi dalekosiężne do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie, powinna zostać przyjęta zasada, że zarówno projektowany rurociąg dalekosiężny, jak i projektowany gazociąg w sytuacji kolizji z istniejącym rurociągiem czy gazociągiem powinien przebiegać pod istniejącą instalacją.

Ustawa „Prawo ochrony środowiska”

(Dz.U. 06 nr 129 poz. 902)

Rozporządzenie RM w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U. 04 nr 257 poz. 2573 z późniejszymi zmianami)

Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. 08 nr 199 poz. 1227 z późniejszymi zmianami)

Ustawa o ochronie przyrody (Dz.U. 4 nr 92 poz. 880 z późniejszymi zmianami)

Gazociągi, jako inwestycje liniowe są narażone na kolizję z obszarami Natura 2000. Brak materiałów dotyczących

rozmieszczenia siedlisk i gatunków na tych obszarach utrudnia i wydłuża procedurę oceny oddziaływania na środowisko. Dlatego rozpoznanie potencjalnych problemów powinno następować na jak najwcześniejszym etapie przygotowania inwestycji, a zagadnienia środowiskowe powinny być możliwie szeroko rozpatrzone.

W wyniku konieczności przeprowadzenia „konsultacji społecznych” należy brać pod uwagę większe „ryzyko projektowe i ekonomiczne”. Strony biorące udział w postępowaniu – chcąc wymóc na inwestorze wyższe odszkodowania – mogą przedłużać proces inwestycyjny – zarzucając brak szczegółowych informacji na temat oddziaływania inwestycji na środowisko naturalne.

Wnioski i proponowane kierunki działań:

- wydanie rozporządzenia lub wytycznych Ministerstwa Środowiska w zakresie planowania środków kompensujących,
- weryfikacja listy gatunków chronionych,
- konieczność archiwizacji informacji o środowisku w wersji elektronicznej oraz prowadzenia rejestrów wszystkich dokumentów w organach administracji,
- uszczegółowienie listy publicznie dostępnych danych i opracowań o charakterze inwentaryzacji przyrodniczych,
- określenie etapów, na których organizacje ekologiczne mogą wnosić odwołania,
- wydanie rozporządzenia lub opracowanie wytycznych na wysokim stopniu szczegółowości, jak powinien wyglądać raport,
- ostateczne ustalenie listy i dokładne określenie granic obszarów Natura 2000,
- wprowadzenie możliwości wykonywania przedsięwzięć polegających na przebudowie lub remoncie bez konieczności sporządzania raportu środowiskowego.

Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. 2000 nr 98 poz. 1071)

Przepisy nakładają obowiązki, które mogą stanowić bariery: możliwość wnoszenia odwołań (wstrzymujących wykonanie decyzji) od decyzji organów przez strony bez konieczności ich uzasadnienia; możliwość przedłużania przez organa terminu na załatwienie spraw; krótkie terminy na uzupełnianie dokumentacji; wielokrotne wnoszenie środków odwoławczych przez strony.

Wnioski i proponowane kierunki działań:

- wprowadzenie obowiązku szczegółowego uzasadnienia odwołań od decyzji.

Służebność przesyłu – ustawa z 2 kwietnia 2009 o zmianie ustawy „Kodeks cywilny” (Dz.U. 09.79.662)

Ustanowienie służebności następuje na rzecz przedsiębiorcy, który jest właścicielem urządzeń przesyłowych lub który zamierza wybudować takie urządzenia, a także objęcie regulacją również zasłóści (urządzenia już istniejące, ale bez tytułu prawnego do nieruchomości, na której się znajdują). Przedsiębiorstwo przesyłowe ma możliwość

ustanowienia służebności przesyłu za wynagrodzeniem na drodze sądowej, jeżeli właściciel nieruchomości odmówi jej ustanowienia.

Obecnie brak jakichkolwiek doświadczeń w ustanawianiu służebności przesyłu. Jej uzyskanie dla istniejących lub realizowanych inwestycji wymaga, praktycznie, kierowania sprawy na drogę sądową, a to wiąże się z przewlekłą procedurą sądową. Ustawodawca pominął kryteria i sposób ustalania wynagrodzenia za ustanawianie służebności przesyłu. Obecnie należy kierować się kryterium cen rynkowych, których tak naprawdę brak. Powierzenie spraw rzeczoznawcom majątkowym powoduje rozbieżności w wycenach przez błędne stosowanie stawek takich jak dla najmu lub dzierżawy. Problem stwarza też olbrzymia liczba działek dla inwestycji liniowych oraz ograniczenie możliwości nabycia służebności gruntowej przez zasiedzenie (jedynie do korzystania z trwałego i widocznego urządzenia).

Wnioski i proponowane kierunki działań:

- umożliwienie przeprowadzenia procedury „przez zasiedzenie” również dla infrastruktury podziemnej,
- ustalenie stawek, taryfikatorów lub wyliczenia wyceny służebności przesyłu w rozporządzeniu wykonawczym Rady Ministrów,
- skrócenie długości procedur sądowych.

* * *

Szczegółowe propozycje zostały podane we wcześniejszych komentarzach, jednak warto byłoby jeszcze wskazać na:

- uwzględnienie inwestycji gazowniczych w prawie energetycznym bądź całkowite wydzielenie prawa gazowego (16 krajów europejskich posiada takie regulacje),
- możliwość przeprowadzenia procedury pozwolenia na budowę przez jeden organ administracji państwowej (np. władze wojewódzkie), również z przeprowadzeniem ewentualnej procedury wywłaszczeniowej i uwzględnienia wycinki drzew, lokalizacji w pasie dróg, wyłączeń gruntów itp.,
- możliwość przeprowadzenia jednej procedury wywłaszczeniowej dla grupy osób niewyrażających zgody na lokalizację przedsięwzięcia gazowniczego,
- wprowadzenie regulacji i ustalenie taryf wysokości odszkodowań dla właścicieli gruntów,
- możliwość kwestionowania wysokości odszkodowań przez właścicieli bez hamowania procesu inwestycyjnego,
- nadawanie decyzjom o ograniczeniu praw rzeczowych (decyzje wywłaszczeniowe) rygoru natychmiastowej wykonalności,
- wprowadzenie systemu doręczania stronom odpowiednich decyzji, postanowień itp. w drodze obwieszczeń, zawiadomień lub w formie elektronicznej,
- skrócenie czasu postępowań spadkowych oraz czasu oczekiwania na wpis do księgi wieczystej,
- skrócenie terminów odwoławczych,
- eliminację konieczności zmiany planów zagospodarowania przestrzennego w przypadku braku kolizji inwestycji gazowniczey z ustaleniami planu (ograniczyć do braku sprzeczności przez komisję urbanistyczną).

Najważniejszym wnioskiem jest jednak postulat zasadniczy, iż istnieje ogromna potrzeba usprawnienia procesu inwestycyjnego dla inwestycji liniowych. **Wobec wielu mankamentów nowelizowania poszczególnych ustaw i rozporządzeń, konieczne wydaje się podjęcie prac na zupełnie nową ustawą o inwestycjach liniowych.**

Niejako „światłem w tunelu” w pracach nad takim właśnie rozwiązaniem jest projekt ustawy o korytarzach przesyłowych (z 26 lutego 2010 r.) przygotowywany przez Ministerstwo Gospodarki. Co prawda, według pierwotnych założeń przewidywano, że ustawa wejdzie w życie 1 stycznia 2011 roku, jednak do dzisiaj trwają prace nad jej treścią, ale warto podkreślić, że jej założenia wskazują na prawdziwą gotowość zniesienia barier hamujących inwestycje liniowe. Budowa będzie postępowała niezależnie od tego, czy wysokość odszkodowania została ostatecznie ustalona. Wydanie decyzji o utworzeniu korytarza przesyłowego (podobnie jak w przypadku decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji, w zakresie terminalu w tak zwanej specustawie) rozwiąże sprawę blokowania realizacji przez „roszczeniowych właścicieli gruntów”. Należy podkreślić, że w ustawie przewiduje się zapewnienie „słusznego odszkodowania” dla wszystkich właścicieli określonych na podstawie odpowiednich metod wskaźnikowych (zależnie od województwa, rodzaju terenów itp.). Innym elementem, który w istotny sposób przyspieszyłby harmonogram realizacji inwestycji liniowych będzie zakładany w ustawie brak konieczności zmiany/nowego opracowania MPZP przy przejściu przez tereny leśne. Należy jednak pamiętać, że wyeliminowanie odpowiednich zapisów ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych, a pozostawienie w niezmienionej postaci ustawy o ochronie przyrody sprawi, że inwestorzy mogą być narażeni na opłaty wynikające z wycinki pojedynczych drzew na terenach leśnych.

Projekt ustawy zakłada także możliwość wydawania decyzji o utworzeniu korytarza przesyłowych czy związanych z tym decyzji o pozwoleniu na budowę i nadanie im rygoru natychmiastowej wykonalności, czyli rozpoczęcia budowy przy ewentualnie toczących się postępowaniach sądowych/roszczeniowych, co w znaczny sposób skróci czas procesu inwestycyjnego. Ponadto, w założeniach ustawy jest stworzenie rozwiązań dla budowanych/wybudowanych urządzeń przesyłowych na terenach o nieuregulowanym statusie prawnym.

Konkludując, w omawianym projekcie ustawy planuje się wniesienie pośrednio zmian do wszystkich innych ustaw, praw i rozporządzeń, których „mankamenty” opisano w powyższym artykule. Miejmy nadzieję, że wejście w życie tej ustawy skróci okres realizacji każdej inwestycji liniowej (o długości np. 30 km) o minimum trzy lata. ■

Daniel Hawrylkiewicz
generalny projektant
w BSIPG Gazoprojekt S.A.

dokończenie ze str. 7

przeciwstawić, tym bardziej że niesie trudne do oszacowania skutki społeczne. Po niepowodzeniu negocjacji na konferencji w Kopenhadze oraz w Cancun unijna polityka klimatyczna nie znajduje oparcia w zobowiązaniach międzynarodowych. Kluczowi gracze, tacy jak USA i Chiny, nie są skłonni do podążenia za przykładem UE. Biorąc powyższe pod uwagę Krajowa Izba Gospodarcza zwraca się do polskiego rządu o podjęcie na forum unijnym, a także krajowym, zdecydowanych działań w celu zahamowania rosnących kosztów gospodarczych i społecznych, wynikających z eskalowania polityki klimatycznej.

- **Polskie promy na LNG.** Gdańska Stocznia Remontowa S.A. wyprodukowała dla norweskiego armatora serię 4 promów fiordowych (Moldefjord, Fannefjord, Romsdalsfjord i Korsfjord), które są napędzane przez ekologiczne silniki zasilane gazem ziemnym. Kontrakt na dostawę 4 gazowych jednostek pływających oraz 2 bliźniaczych dieslowskich opiewa na kwotę 150 mln euro. Moldefjord, pierwszy z rodziny obejmującej 4 bliźniacze jednostki pływające, został uhonorowany w 2010 r. prestiżową nagrodą 7. edycji *Green Ship Technology Conference*. Obok własności ekologicznych, nagrodzono również projekt, wykonanie i znakomite właściwości eksploatacyjne. Jednostki dostarczane do Norwegii to pierwsze wyprodukowane w polskich stoczniach promy napędzane LNG.

- **Amerykanie dowiercili się do gazu łupkowego na Pomorzu.** 3Legs Resources, spółka poszukująca gazu łupkowego dla amerykańskiego koncernu ConocoPhillips, jako pierwsza w Polsce wykonała wiercenia horyzontalne. Rezultaty wierceń są lepsze, niż oczekiwano. Operacji dokonano w odwiercie Łebień na Pomorzu, na głębokości ponad 4 km. Odwiert poziomy ma długość 1000 m. Amerykanie zapowiadają już próbną produkcję gazu z tego złoża. Testowe wydobywanie zaplanowano na III kwartał br.

- **VI Polski Kongres Naftowców i Gazowników**, zorganizowany przez Zarząd Główny SITPNIg z okazji jubileuszu 65-lecia Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, którego przewodnim motywem były „Niekonwencjonalne paliwa węglowodorowe i ich wpływ na rozwój gospodarczy kraju”, przyjął uchwałę, w której czytamy m.in.: „Istotnym warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest rozbudowa krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego, a w tym priorytetowych korytarzy infrastrukturalnych (np. BEMIP, połączenie północ-południe), interkonektorów, terminalu LNG oraz zwiększenia pojemności czynnej istniejących krajowych PMG i budowa nowych magazynów gazu”. Uchwała wskazuje, że obowiązujący stan prawny

ZAPROSZENIA IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Zapraszamy wszystkich zainteresowanych na seminarium międzynarodowe do Juraty, które odbędzie się 31 sierpnia – 2 września br. Mottem tegorocznego spotkania uczyniliśmy hasło: **„Czy polska prezydencja pomoże w rozwoju gazownictwa?”**

* * *

Zapraszamy na konferencję pt. **„Gaz ziemny paliwem przyszłości w pojazdach”**, organizowaną przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie i Izbę Gospodarczą Gazownictwa, która odbędzie się 22–23 września 2011 r. w Krakowie.

* * *

Realizując postanowienia Walnego Zgromadzenia Członków IGG z 29 marca br., zapraszamy wszystkich prezesów firm członkowskich zrzeszonych w IGG na **spotkanie z Zarządem i Komisją Rewizyjną Izby Gospodarczej Gazownictwa**, które odbędzie się w hotelu Ossa k. Rawy Mazowieckiej 6–7 października 2011 r. Celem spotkania jest omówienie w gronie firm zrzeszonych w IGG najważniejszych dla funkcjonowania firm kwestii, również z punktu widzenia działalności statutowej IGG.

* * *

Izba Gospodarcza Gazownictwa wspiera SITPNIg Oddział Łódź w organizacji VI konferencji „TOP GAZ – 2011”, która odbędzie się w Rogowie 19–21 września 2011 r. Tematem konferencji będzie **„Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”**.

* * *

Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa, mając na uwadze sukcesy poprzednich edycji, podjął decyzję o organizacji **III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego**, który odbędzie się 18–20 kwietnia 2012 r. w hotelu Ossa k. Rawy Mazowieckiej. Przewodnim tematem obrad zamierzamy uczynić hasło **„Nowe wyzwania – branża gazownicza sektorem multienergetycznym”**. Wszystkich zainteresowanych uczestnictwem prosimy o odnotowanie wskazanej daty.

w Polsce nie uwzględnia nowych potrzeb wynikających z rozwoju poszukiwań gazu niekonwencjonalnego i powinien równoważyć interesy państwa polskiego oraz firm prowadzących działalność poszukiwawczo-wydobywczą. Konieczne jest podjęcie pilnych prac nad projektem ustawy „Prawo naftowe”.

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w II kwartale 2011 r. przystąpiły:

1. **POLSKIE LNG SA** z siedzibą w Świnoujściu przy ul. Fińskiej 7. Firma zatrudnia ok. 70 osób. Świadczy usługi z zakresu górnictwa gazu ziemnego, wytwarzania paliw gazowych, przeładunku towarów, magazynowania i przechowywania paliw gazowych, transportu rurociągami paliw gazowych oraz w zakresie robót związanych z budową obiektów inżynierii lądowej i wodnej (www.polskielng.pl);
2. **HEAT Poland Sp. z o.o.** z siedzibą w Katowicach przy ul. Twardej 21. Firma należy do Grupy HEAT, która jest obecna na rynkach Austrii, Węgier, Niemiec, Polski, Bułgarii, Rumunii i Słowacji i działa

w obszarze armatury gazowej, aparatów i instalacji gazowych (www.heatgroup.at);

3. **Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Uslugowo-Handlowe TAWOL s.j.** z siedzibą w Chęcinach przy ul. Radkowskiej 37. Firma zatrudnia ok. 30 osób i zajmuje się produkcją i handlem elementami wykorzystywanymi w gazownictwie, takimi jak kołnierze szybkowe, płaskie, kolana, trójniki, redukcje, kołnierze zaślepiające (www.tawol.com.pl);
4. **Firma Handlowo-Produkcyjno-Uslugowa GASLINE Grażyna Ślusarczyk** z siedzibą w Koszycach Wielkich k. Tarnowa przy ul. Kryształowej 184 B. Firma zatrudnia 5 osób i zajmuje się produkcją zgrzewek elektrooporowych rur PE, produkcją elementów sieci gazowych i sieci rozdzielczej, a także świadczy usługi w zakresie montażu sieci i instalacji gazowych (www.gasline.okay.pl)

Problematiczna ustawa o efektywności energetycznej

Mimo drugiej historii przygotowywania ustawy EfE, ostateczna jej wersja nie jest wolna od poważnych wad.

Ustawa o efektywności energetycznej* (EfE), określa cel zmniejszenia do 2016 roku zużycia energii finalnej (tj. energii zużywanej na potrzeby własne odbiorców końcowych) o około 9% w odniesieniu do średniorocznego zużycia tej energii z okresu 2001–2005. Mimo że cel dotyczy zmniejszenia zużycia przez odbiorców końcowych, to obowiązki uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej, nazywane „białymi certyfikatami”, ustalone zostały także w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych sprzedających energię elektryczną, gaz i ciepło, do towarowych domów maklerskich i domów maklerskich. Mimo długiej historii przygotowywania tej ustawy (pierwszy krajowy plan działań dotyczących efektywności energetycznej przyjęty został w lipcu 2007 r.), ostateczna wersja tej ustawy nie jest wolna od poważnych wad. Sektor gazowy postrzega jej zapisy jako niesymetryczny sposób obciążania odbiorców końcowych i przedsiębiorstw w odniesieniu do poszczególnych nośników energii. Oto kilka przykładów tej niesymetryczności:

1. Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE „białych certyfikatów”, a w przypadku ich braku – uiszczenia opłaty zastępczej dotyczy przedsiębiorstw energetycznych i podmiotów zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego. Powyższą regulacją nie zostały objęte inne nośniki energii finalnej, takie jak paliwa stałe (węgiel, koks) czy paliwa ciekłe ropopochodne, a przecież cel ograniczenia zużycia o 9% dotyczy wszystkich nośników energii.

2. W odniesieniu do dużych (zużywających rocznie powyżej 400 GWh) i energochłonnych (o udziale kosztu energii elektrycznej w wartości produkcji większym niż 15%) stworzono możliwość uwzględnienia efektów przeprowadzonych przez tych odbiorców przedsięwzięć modernizacyjnych w zakresie oszczędności energii – w rozliczeniach

obowiązków uzyskania certyfikatów poprawy efektywności przez przedsiębiorstwo sprzedające temu odbiorcy energię elektryczną. Pominięto jednak w tej regulacji dużych energochłonnych odbiorców gazu ziemnego, co jest nieuprawnionym uprzywilejowaniem sprzedających energię. Nieuwzględnienie takiej możliwości w odniesieniu do odbiorców gazu skutkować będzie obciążeniem odbiorców gazu, którzy wykonali lub realizują przedsięwzięcia zmniejszające zużycie. I obciążeniem przedsiębiorstw gazowych opłatami z tytułu zakupu „białych certyfikatów”, co podwyższy cenę gazu. To ewidentnie pogorszy konkurencyjność przemysłów gazoenergochłonnych w stosunku do przemysłów we wspólnocie czy przemysłów w innych krajach i grozić może przeniesieniem produkcji w inne rejony świata. Wysiłki dużych odbiorców przemysłowych ponoszone w celu zrestrukturyzowania swoich zakładów i modernizacji procesów produkcyjnych w ten sposób mogą zostać zmarnowane.

Do kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, które mogą uczestniczyć w procedurze uzyskiwania świadectw zakwalifikowano modernizację urządzeń pracujących

na potrzeby własne, lecz ograniczono je wyłącznie do obiektów lub instalacji służących wytwarzaniu energii elektrycznej lub ciepła. Nie ma żadnego uzasadnienia nierozszerzenie definicji do urządzeń i obiektów wykorzystywanych w procesach energetycznych z wykorzystaniem gazu ziemnego.

3. Wprowadzono obowiązek przyłączenia nowych obiektów o mocy szczytowej cieplnej powyżej 50 kW do sieci ciepłowniczej, jeśli potwierdzona zostanie wyższa efektywność energetyczna dostarczania ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej, w porównaniu z innym indywidualnym źródłem ciepła. Jest to regulacja, która korzystnie wpływa na rozwój rynku ciepła, choć jest daleka od zasad rynkowych, bo ingeruje w swobodę podejmowania decyzji o wyborze nośnika energii przez użytkowników. Tymczasem dostawy gazu do tego typu obiektów stanowią indywidualne źródło zasilania i bez przywilejów podlegają regułom gry rynkowej.

Oto tylko niektóre przykłady niesymetryczności zastosowanych rozwiązań w odniesieniu do odbiorców i przedsiębiorstw sektora gazowego. Można odnieść wrażenie, że rola gazu jako najbardziej ekologicznego paliwa pierwotnego, przetwarzanego z najwyższą technologicznie sprawnością, została tą ustawą sprowadzona do dostarczania źródeł finansowania dla innych nośników energii. ■

(ac)

Odszedł od nas Wojciech Nowakowski

3 czerwca 2011 r. zmarł Wojciech Nowakowski, wieloletni dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Kielcach. Uroczystości pogrzebowe w Kielcach zgromadziły rodzinę i wielu przyjaciół gazowników z całej Polski.

Śp. Wojciech Nowakowski był cenionym fachowcem, serdecznym kolegą i przyjacielem..

W trakcie 32-letniego zarządzania Zakładem Gazowniczym w Kielcach aktywnie uczestniczył w działaniach na rzecz rozwoju regionu świętokrzyskiego. Poprzez rozbudowę infrastruktury gazowniczej w rejonach dotychczas niezgazyfikowanych umożliwił tysiącom mieszkańców korzystanie z dobrodziejstwa dostępu do sieci gazowych i przyczynił się do powstania nowych przedsiębiorstw produkujących m.in. masy bitumiczne, ceramikę budowlaną i inne.

W trakcie uroczystości pogrzebowych Bogdan Pastuszko, prezes zarządu KSG, żegnając śp. dyrektora Wojciecha Nowakowskiego, podkreślił nie tylko jego zawodowe zasługi, ale również walory osobiste, którymi zaskarbił sobie wielu przyjaciół i godne miejsce na kartach historii polskiego gazownictwa.



Mgr inż. **Beata Oczkowicz**,

wicewojewoda świętokrzyski, choć pełni urząd od marca br., wiele razy doświadcza ciepłego przyjęcia na spotkaniach z mieszkańcami, słysząc wyznanie: „O, pani od inwestycji z gazowni, która zawsze potrafiła pomóc załatwić nasze sprawy”.

Pani od inwestycji

Określenie „pani od inwestycji” długo jeszcze zapewne będzie kojarzone z osobą wicewojewody, bo trudno zapomnieć przystojną, uśmiechniętą szefową działu inwestycji w Zakładzie Gazowniczym w Kielcach, która przez ostatnie piętnaście lat była partnerem dla największych klientów gazowni i przyjaznym doradcą dla tysięcy osób podpisujących umowy na przyłączenie gazu do ich domów. „Pani od inwestycji” przejdzie do historii Karpackiej Spółki Gazownictwa, bo to za jej kadencji dokonał się przełom w rozwoju świętokrzyskiego gazownictwa. Długość sieci gazowej wzrosła z 1800 km w 2002 roku do 3200 km w roku 2010 i zniknęły kolejne „białe plamy” na mapie infrastruktury gazowej. Ale dla tysięcy ludzi „pani od inwestycji” to przede wszystkim osoba, która potrafiła „po ludzku” załatwić drobne umowy, a także, która potrafiła być przyjaznym negocjatorem, gdy kolejne inwestycje wymagały nowych terenów i trzeba było uzgadniać z właścicielami gruntów warunki ograniczenia ich prawa własności. – *W inwestycjach liniowych – mówi dzisiaj Beata Oczkowicz – największym sprzymierzeńcem inwestora jest człowiek i największym problemem również może być człowiek, jeśli nie uda się go przekonać do celowości takiej inwestycji, nawet kosztem ograniczenia jego prawa własności. Przygotowanie inwestycji to przede wszystkim budowanie klimatu zaufania społeczności lokalnej,*

negocjowanie warunków przejęcia terenu, a wszystkie inne uwarunkowania – prawne, środowiskowe, techniczne – tylko dopełniają katalog spraw koniecznych do załatwienia, by powstał realny plan inwestycji.

Wiedza o realiach procesów inwestycyjnych w przypadku Beaty Oczkowicz ma solidne fundamenty. Po obronie pracy dyplomowej na wydziale budownictwa lądowego Politechniki Świętokrzyskiej, w 1990 roku, pierwsze kroki w karierze zawodowej stawiała w Urzędzie Gminy w podkieleckim Piekoszowie, w referacie budownictwa. To był pierwszy kontakt z inwestycjami – drogi, oczyszczalnia ścieków, szkoła – ale przede wszystkim z mieszkańcami. Te doświadczenia ugruntowała praca w Urzędzie Miasta w Kielcach, w referacie gospodarki komunalnej. – *Ale to była tylko praca urzędnika – wspomina dzisiaj Beata Oczkowicz – a ja chciałam doświadczyć prawdziwego wykonawstwa.*

I taka możliwość powstała w październiku 1996 roku, gdy rozpoczęła pracę w Zakładzie Gazowniczym w Kielcach, w dziale energo-mechanicznym. – *To jeszcze nie było prawdziwe wykonawstwo – wspomina. – To były drobne remonty gazociągów, ale to była wspaniała szkoła profesjonalizmu pod kierownictwem śp. Janusza Świtalskiego. Uczyla się nie tylko zawodu, ale także umiejętności współpracy z ludźmi. To jemu zawdzięcza wiedzę o gazownictwie, to dzięki nie-*



mu poznałam jego stronę techniczną i specyfikę, co owocowało przez lata przy przygotowywaniu prawdziwych projektów inwestycyjnych. Ale już wówczas pojawiło się pierwsze wyzwanie – nadzór nad budową obecnej siedziby Zakładu Gazowniczego przy ul. Loefflera w Kielcach.

W 2003 roku szefem działu inwestycji i remontów została Beata Oczkowicz. Liczył on wówczas zaledwie dwie osoby plus kierownik, a inwestycje sięgały poziomu od 0,5 mln do 1 mln złotych. Jednak obecność szefowej działu na naradach dyrektorów technicznych i kierowników inwestycji od początku mocno się zaznaczyła – była w tym gronie jedyną kobietą.

Prawdziwy boom rozpoczął się w 2004 roku i tempo rozwoju było imponujące, bo poziom inwestycji z roku na rok był większy, by sięgnąć poziomu 40 mln zł rocznie. Rozbudowany dział inwestycji do 10 osób z trudem wywiązywał się z zadań, bo w miarę realizacji inwestycji, zwiększyła się liczba odbiorców gazu i trzeba było obok nadzorowania wielkich budów obsłużyć tysiące drobnych umów przyłączeniowych.

By wyobrazić sobie skalę zadań związanych z procesem inwestycyjnym, trze-

ba powiedzieć nieco o samym planowaniu takich projektów i przebiegu prac nad nimi. Dział inwestycji otrzymuje z działu eksploatacji oraz działu pomiarów i łączności, warunki techniczne dla inwestycji – parametry gazociągu, zabezpieczenia, parametry stacji – a cała reszta należy do działu inwestycji – od przygotowania specyfikacji przetargowej projektu, przez pozyskanie terenów od właścicieli, uzyskanie wszystkich uzgodnień w tym wodnoprawnych i środowiskowych – niezbędnych dla otrzymania pozwolenia na budowę, aż po realizację i nadzór nad właściwym jej przebiegiem. – *To jest ogrom papierkowej roboty – mówi Beata Oczkowicz – narzuconej przez prawo i wymaganej przez wszystkie inspektoraty, mimo cyfryzacji dokumentacji technicznej i ekonomicznej. To także setki wyjazdów w teren, szczególnie, że w przypadku inwestycji liniowych są to często olbrzymie obszary, poszatowane administracyjnie, grunty o nieuporządkowanych prawach własności. Do tego dochodzą tygodnie kilkugodzinnych, żmudnych negocjacji z prawie każdym właścicielem w sprawie uregulowania ich roszczeń. I nigdy nie wiadomo, czy zakończą się sukcesem. Mieliśmy przypadki, że całe wsie raptem odmawiały zgody na rozpoczęcie inwestycji. Mimo wcześniejszych uzgodnień, skala roszczeń rosła o 1000 procent, bez szczególnego uzasadnienia. W takich sytuacjach trzeba wykazać się wyjątkowymi zdolnościami negocjacyjnymi, by osiągnąć sukces bądź intuicją, jak skutecznie przekonać właściciela do zmiany zdania.*

A warto przypomnieć, że nadzorowane przez Beatę Oczkowicz inwestycje to projekty tej skali, co gazyfikacja Morawicy i Chmielnika, gazyfikacja Jędrzejowa czy przebudowa węzła redukcyjno-pomiarowego w miejscowości Lubienia, rozdzielającego gaz na kierunki: Radom, Kielce i Piotrków Trybunalski. Projekty, które doprowadzą gaz do Chęcín, Sitkówki-Nowiny, Małogoszcza i Włoszczowy, które są w trakcie opracowywania, rozpoczęto także za czasów dzisiejszej wicewojewody.

Jest pewien ciekawy aspekt kariery zawodowej Beaty Oczkowicz. Otóż, „pani od inwestycji”, starająca się o jak najlepsze kontakty ze wszystkimi in-

spektoratami nadzoru związanymi z procesami inwestycyjnymi i uzyskująca wszystkie pozwolenia (ze skutecznością realizacji planów inwestycyjnych wynoszącą 97 procent (!), co jest absolutnym ewenementem, jeśli brać pod uwagę ich skalę), dzisiaj nadzoruje pracę części owych inspektoratów. Na pytanie, jak ocenia ich pracę dzisiaj, wobec ocen czynionych w czasach, gdy była nie osobą nadzorującą, a interesantem, odpowiada dyplomatycznie: – *To bardzo profesjonalne służby. Nie zmieniam zdania. Zmieniam tylko spojrzenie na ich pracę. Inwestor prowadzi najczęściej jeden wielki projekt i stara się go terminowo zakończyć. Tymczasem urzędnik pracuje często jednocześnie nad kilkoma projektami, nieraz bardzo dużymi i ponosi pełną odpowiedzialność – od niedawna także finansową – za podejmowane decyzje w każdej sprawie. Trzeba przyznać, że uzasadniona jest w wielu przypadkach długotrwałość podejmowania decyzji. Choć zgadzam się, że są wyjątki i w prostych sprawach skutecznie już interweniowałam, skracając czas podejmowanych przez inspektorów decyzji. Warto również zwrócić uwagę, że w wielu przypadkach – na przykład w sprawach ochrony środowiska – mamy bardzo rygorystyczne prawo i urzędnik musi je respektować. Tymczasem inwestor patrzy również na koszty. Pamiętam przypadek, że musieliśmy stosować bardzo skomplikowaną technologię, by ominąć obszar Natura 2000, bo tego wymagały zapisy decyzji środowiskowej, a post factum okazało się, że tradycyjnymi metodami osiągnęlibyśmy ten sam efekt znacznie niższym kosztem. A wniosek może być tylko jeden – każda decyzja musi odnosić się do konkretnej sytuacji, wychodzić poza sztywne zapisy ustaw. Ale uczyć się tego muszą i urzędnicy, i inwestorzy. Być może, należałoby zastanowić się nad wspólnymi warsztatami urzędników i inwestorów?*

Beata Oczkowicz jako wicewojewoda zdaje egzamin z dyplomacji. Ale to niejedynie wyzwania, przed jakimi stanęła. Obszar jej odpowiedzialności to nie tylko inspektoraty nadzoru, ale także sprawy społeczne. – *Odkrywam zupełnie nowy dla mnie świat. W poprzedniej roli miałam do czynienia z ludźmi, z którymi musiałam się porozumieć – bo tego*

wymagała moja praca – a oni zdawali się bronić przed moją ingerencją w ich osobiste sprawy i to tak delikatne, jak prawo własności. Radziłam sobie w tych kontaktach, bo potrafię zrozumieć i wyciszyć ludzkie emocje, by dojść do porozumienia. Dzisiaj odkrywam, że mogę się od ludzi wielu rzeczy nauczyć. Spotkania z osobami niepełnosprawnymi ujawniły, jak bardzo można cieszyć się życiem, mimo douchliwych nieraz schorzeń i realizować swoje pasje wbrew losowi. Spotkania z młodzieżą odkryły przede mną świat młodych talentów, zorganizowanych środowisk muzycznych, teatralnych i sportowych, odbiegający od powszechnych ocen, że młodzież jest tylko trudna i „problemowa”. I widzę, że mimo wszystkich uwarunkowań – prawnych i finansowych – wiele można jeszcze zrobić, by tym młodym naprawdę dać szansę na przyszłość. I to jest dla mnie wielkie wyzwanie – zdołać uruchomić wszelkie mechanizmy administracyjne, by tych talentów, spotkanych często w małych podmiejskich szkołach, nie stracić.

Życiem potrafią cieszyć się również emeryci studiujący na uniwersytecie III wieku. Do tej pory myślałam, że człowiek na emeryturze ma dużo wolnego czasu. Panie redaktorze! Proszę mi wierzyć! Ci ludzie się nie nudzą i ciągle wymyślają nowe spotkania. Ich zapał i pęd do przysłowiowego „uczenia się przez całe życie” jest godny poparcia i naśladowania.

Widać po wicewojewodzie, że te nowe wyzwania rodzą emocje, pasjonują, wyzwalają pozytywną energię. Jeśli wnosić ze skuteczności i efektów działania z poprzedniego wcielenia – „pani od inwestycji” – można się spodziewać, że również „wicewojewoda” skazana jest na sukces. – *Praca w inwestycjach dała mi wiele satysfakcji. Jestem pewna, że to jest najważniejsze – wykonywać pracę, która daje zadowolenie i przynosi satysfakcję. I może jeszcze jedno – żeby była dobrze oceniona. Czy nie jest nagrodą, gdy nadal słyszę dobre opinie o tamtym okresie, a nawet odbieram telefony z prośbą, by doradzić coś w jakiejś sprawie, bo jestem w tym dobra?*

Adam Cymer

Wpływ europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej na rozwój branży gazowej

Bernard Rudkowski

Polską energetykę czekają duże zmiany. Rosnące zapotrzebowanie na nośniki energii i restrykcyjna polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej wymuszają wdrażanie efektywnych technologii oraz zmianę struktury źródeł wytwarzania energii.

Polska jest stroną Protokołu z Kioto, będącego uzupełnieniem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu i międzynarodowym porozumieniem dotyczącym globalnego ocieplenia. Celem nadrzędnym tej konwencji jest doprowadzenie do ustabilizowania w atmosferze koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie, który zapobiegłby szkodliwym zmianom klimatu. Zgodnie z przyjęciem zobowiązań wynikających z ratyfikacji protokołu, Polska powinna zredukować emisję gazów cieplarnianych w latach 2008–2012 do średniego poziomu 6% poniżej wartości z 1998 roku. Dotychczas redukcja emisji przekroczyła wyznaczony cel i dzięki temu Polska dysponuje obecnie nadwyżką zbywalnych jednostek przyznanej emisji, aczkolwiek dalsze zmniejszanie emisji zgodnie z wytycznymi UE będzie dla naszego kraju dużym wyzwaniem.

Będąc członkiem Unii Europejskiej, Polska uczestniczy bowiem w Europejskim Systemie Handlu Emisjami i jest zobligowana do przestrzegania pakietu energetyczno-klimatycznego UE, który został przyjęty przez Komisję Europejską i Radę w 2008 roku, a od czerwca 2009 roku stał się obowiązującym prawem. Pakiet określa systemowe podejście do polityki energetyczno-klima-

tycznej, uwzględniając przede wszystkim wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz aspekty ekologiczne. Powszechnie znane cele pakietu, przedstawiane w symbolicznym wzorze „3 x 20”, zakładają dla całej UE w terminie do 2020 roku: 20-procentową redukcję emisji gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 roku, 20-procentowy udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz zwiększenie efektywności energetycznej o 20% w stosunku do prognoz na 2020 rok. Dla Polski natomiast na okres do 2020 roku wyznaczono trzy kluczowe cele:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem handlu emisjami w UE do 14% powyżej poziomu z 2005 roku,
- 15-procentowy udział odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu, w tym 10-procentowe zwiększenie zużycia energii odnawialnej w transporcie,
- zmniejszenie konsumpcji energii o 20% dla progów prognozowanych na 2020 rok.

Ogłoszona w listopadzie 2009 roku polityka energetyczna Polski do 2030 roku wyznacza główne kierunki rozwoju polskiej polityki energetycznej i jest spójna z trzema strategicznymi celami polityki Międzynarodowej Agencji

Energetycznej, które ukierunkowane są na bezpieczeństwo energetyczne, wzrost gospodarczy i ochronę środowiska naturalnego. Szczególnie ważnym problemem jest dekarbonizacja polskiego sektora elektroenergetycznego, w którym udział węgla w produkcji energii elektrycznej wynosi aż 90%. Konieczność ochrony środowiska naturalnego i zapobiegania zmianom klimatu w powiązaniu z bardzo dużym krajowym wykorzystaniem węgla rodzi znaczące problemy i dylematy. Dalsze uzależnienie Polski od węgla spowoduje perturbacje w zakresie zmniejszania emisji gazów cieplarnianych i wywiązywania się ze wspólnotowych zobowiązań.

Mając świadomość istoty powyższych wyzwań, minister gospodarki powołał Społeczną Radę Narodowego Programu Redukcji Emisji, której zadaniem jest identyfikacja i przygotowanie dokumentu zawierającego katalog działań ukierunkowanych na redukcję emisji gazów cieplarnianych we wszystkich obszarach działalności państwa. Przedstawione przez radę rozwiązania dotyczyć będą zapewne przedsiębiorstw energetycznych, bowiem zgodnie z raportem firmy doradztwa strategicznego McKinsey & Company „Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku

2030", największe możliwości redukcji emisji mają właśnie sektor elektroenergetyczny, branża budowlana i transport. Należy mieć nadzieję, że opracowany materiał przyczyni się do wprowadzenia niezbędnych w polskiej gospodarce mechanizmów promujących efektywne i niskoemisyjne technologie oraz zwiększy rolę gazu ziemnego w dekarbonizacji i dywersyfikacji polskiej gospodarki energetycznej.

Preferowane przez Komisję Europejską czyste technologie i tendencje do dalszego ograniczania emisji CO₂ już dziś powodują wzrost znaczenia gazu ziemnego w elektroenergetyce, zarówno w przypadku planowanych inwestycji o dużych mocach, jak i w mniejszych, zdecentralizowanych projektach.

Analizując sytuację na rynku energii w Polsce, dostrzec można wiele działań zmierzających do zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego na potrzeby energetyczne. Obecnie zaledwie 3% energii elektrycznej w Polsce generowane jest w źródłach zasilanych gazem ziemnym. Dla porównania: średnia Unii Europejskiej wynosi 23%. Z czasem ta znaczna dysproporcja będzie niwelowana. W głównej mierze przyczyni się do tego zmiana polityki inwestycyjnej przedsiębiorstw, które ze względu na wątpliwości dotyczące limitów i kosztów emisji CO₂ wycofują się z projektów węglowych, a kapitał chętniej angażują w odnawialne źródła energii i energetykę bazującą na paliwach gazowych.

Szczególnie obiecująca wydaje się przyszłość kogeneracji gazowej, która z wielu powodów powinna rozwijać się bardzo dynamicznie. Po pierwsze, wytwarzanie energii w wysokosprawnej kogeneracji, wykorzystującej paliwa gazowe, jest silnie promowane w UE, między innymi poprzez tzw. dyrektywę kogeneracyjną i unijne subwencje. Po drugie, polska polityka energetyczna zakłada wzrost efektywności produkcji energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych systemów kogeneracyjnych i stosowanie dla nich mechanizmów wsparcia. Po trzecie, wysokosprawna kogeneracja gazowa ma wiele zalet, do których z pewnością zaliczyć można podniesienie sprawności produkcji energii i w związku z tym oszczędność paliw pierwotnych, po-

prawę bezpieczeństwa energetycznego, redukcję emisji szkodliwych substancji do atmosfery i przeciwdziałanie zmianom klimatu, znaczne zmniejszenie strat przesyłowych, ograniczenie kosztów związanych z budową i eksploatacją sieci ciepłowniczych, wzrost niezawodności zasilania, a także możliwość wykorzystywania lokalnych zasobów energetycznych i sprawnego zbilansowania sieci podczas największych obciążeń. Ponadto, jednostki kogeneracji gazowej można budować szybko, a ich eksploatacja jest stosunkowo prosta. Warto również dodać, iż nowoczesne agregaty kogeneracyjne są uniwersalne pod względem potencjalnego miejsca zastosowania oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa. Oprócz gazu ziemnego mogą być one zasilane gazami kopalnianymi i koksowniczymi, propanem, niskoenergetycznymi gazami palnymi, a także biogazem pochodzącym z oczyszczalni ścieków, składowisk śmieci i produktów organicznych.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania i cechy wysokosprawnej kogeneracji gazowej, które skorelowane są z priorytetami europejskiej polityki energetycznej, logiczny wydaje się wzrost zainteresowania tą technologią przez inwestorów. Szacuje się, że do 2020 roku w Polsce powstanie aż 3000 MW mocy zainstalowanej w źródłach zasilanych gazem ziemnym, w tym około 50% w systemach kogeneracyjnych. Obecnie planowana jest budowa dużych elektrociepłowni i elektrowni opalanych gazem ziemnym, a także wielu mniejszych obiektów wykorzystujących gazowe moduły kogeneracyjne. Sytuacji tej sprzyja podpisany z Gazpromem wieloletni kontrakt na dostawę gazu ziemnego, perspektywa importu skroplonego gazu ziemnego poprzez gazoport, potencjał Polski związany ze złożami gazu łupkowego

i zaciśniętego, a także niekwestionowane zalety elektrowni gazowych. Są one bowiem, zaraz po farmach wiatrowych, najszybciej budowanymi jednostkami wytwórczymi i z reguły ich powstawanie nie powoduje protestów społecznych. Stanowią także idealne zaplecze mocy dla elektrowni wiatrowych, które nie gwarantują ciągłości dostaw i destabilizują pracę krajowego systemu przesyłowego. Jednakże niewątpliwym minusem, w przypadku planowania nowych mocy bazujących na gazie ziemnym, to aktualna cena tego surowca. Jest ona prawie trzykrotnie wyższa od ceny węgla brunatnego i prawie dwukrotnie wyższa od ceny węgla kamiennego. Ponadto, efektywność pracy elektrowni gazowych jest dużo mniejsza niż zasilanych gazem ziemnym elektrociepłowni. Niemniej jednak, patrząc przez pryzmat europejskiej polityki dekarbonizacji, aspektów środowiskowych i kosztów emisji dwutlenku węgla, budowa elektrowni gazowych obciążona jest dużo mniejszym ryzykiem niż w przypadku elektrowni węglowych.

Obserwowane w Polsce od kilku lat odchodzenie od wysokoemisyjnych paliw kopalnych następować będzie jednak stopniowo. Polska energetyka oparta na węglu potrzebować będzie dużo czasu, zaangażowania znaczących środków finansowych i rozsądnej strategii określającej możliwe sposoby osiągnięcia długofalowych celów europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej. Zmiany w strukturze produkcji energii zachodząc będą w procesie wieloletniej ewolucji, aczkolwiek wzrost znaczenia gazu ziemnego w polskiej gospodarce energetycznej już dziś wydaje się przesądzony.

Dr Bernard Rudkowski, jest prezesem zarządu G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



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

Materiał sponsorowany

III Międzynarodowe Mistrzostwa Strzeleckie

Tegoroczne, trzecie już Międzynarodowe Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa PGNiG SA odbyły się 19–22 maja w Spale oraz na strzelnicy wojskowej w okolicy Tomaszowa Mazowieckiego.

Termin tegorocznych mistrzostw zbiegł się z uroczystościami obchodów 500-lecia Spawy, zaplanowanymi na 22 maja. Uczestniczył w nich prezydent Bronisław Komorowski, który objął je honorowym patronatem. Inauguracja obchodów 500-lecia odbyła się w Parku Pokoleń Mistrzów Sportu.

Międzynarodowe mistrzostwa strzeleckie, jak co roku, patronatem objął Michał Szubski, prezes PGNiG, i Kazimierz Nowak, prezes Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Do rywalizacji przystąpili zawodnicy reprezentujący 10 firm: PGNiG, OGP GAZ–SYSTEM, MSG, DSG, KSG, PSG, WSG, Common, Pegas oraz Investgas.

Strzelano z broni krótkiej – 5,6 i 9 mm, pneumatycznej i kbks – w pozycjach leżącej, stojącej i klęczącej), a ponadto – do rzutków oraz z pistoletu maszynowego PM-84 Glauberyt. Najwięcej trudności sprawiało, podobnie jak w ubiegłym roku, strzelanie do rzutków, chociaż niektórzy znakomicie radzili sobie w tej trudnej konkurencji.



Najlepsza drużyna żeńska.

Poziom zawodników na tegorocznych mistrzostwach był bardzo wysoki i wyrównany. Dlatego nie było łatwo – niektóre drużyny dzieliły różnic zaledwie kilku punktów decydujących o ostatecznej klasyfikacji. Czas pokaże, czy w przyszłorocznych zawodach poprzeczka będzie podniesiona jeszcze wyżej...

Renata Łatanik,
Mazowiecka Spółka Gazownictwa



Najlepsi strzelcy z broni krótkiej.

Zawody rozgrywano w 10 konkurencjach:

- kobiety – najlepszy strzelec
- mężczyźni – najlepszy strzelec
- najlepszy strzelec z kbks
- najlepszy strzelec z broni krótkiej
- najlepszy strzelec z broni pneumatycznej
- najlepsza drużyna żeńska
- najlepsza drużyna męska
- najlepsza firma
- kategoria rozszerzona – kobiety
- kategoria rozszerzona – mężczyźni

Wyniki III Międzynarodowych Mistrzostw Strzeleckich

Kobiety – najlepszy strzelec:

1. Beata Gałkowska – OGP GAZ–SYSTEM Rembelszczyzna – 706
2. Magdalena Hipner – PGNiG Sanok – 690
3. Iwona Szymczyk – PGNiG Centrala – 673

Mężczyźni – najlepszy strzelec:

1. Jacek Pontek – OGP GAZ–SYSTEM Centrala – 794
2. Mirosław Małek – OGP GAZ–SYSTEM Rembelszczyzna „M” – 787
3. Wiesław Bereza – PGNiG Sanok „M” – 779

Najlepsza drużyna żeńska:

1. PGNiG Sanok – 3937
2. OGP GAZ–SYSTEM Rembelszczyzna – 3717
3. MSG OZG Mińsk Mazowiecki Polska – 3531

Najlepsza drużyna męska:

1. OGP GAZ–SYSTEM Rembelszczyzna – 4525
2. PGNiG Sanok – 4218
3. MSG OZG Łódź – 4112

Szczegółowe wyniki znajdują się na www.strzelectwo-gaz.pl

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



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



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

www.pgnig.pl


PGNiG
Energia dzięki wiedzy



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

OFERUJEMY NASZYM KLIENTOM:

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

Tworzymy przyszłość