

wrzesień 2015

Przegląd gazowniczy

nr 3 (47)

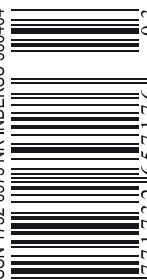
cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**INNOWACYJNOŚĆ
I NOWE TECHNOLOGIE
W GAZOWNICTWIE**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 03

Najważniejsze jest niewidoczne

Czy wiecie, że

naszą siecią liczącą **170 tysięcy km** dostarczamy codziennie gaz ziemny do blisko **7 mln odbiorców** z całej Polski? Zapewne nigdy nie zaprzętałyście sobie tym głowy. Słusznie - to nasze zadanie.

www.psgaz.pl



POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



W szczycie kampanii wyborczej trudno o poważne tematy, bo w tym czasie rządzą tylko obietnice. Wielkie szczęście zatem, że tematyka rynku energii i gazu w wyborczym wyścigu prawie się nie pojawia. No, może pośrednio, bo jednak górnictwo i energia jądrowa... Możemy zatem bez wyborczej gorączki spojrzeć na nasz sektor refleksyjnie. Po pierwsze, wyrazić zdumienie. Komisja Europejska we wszystkich materiałach programowych deklaruje, że rynek energii elektrycznej i gazu, oparty na wzajemnych powiązaniach, to podstawa realizacji naszych ambicji w dłuższej perspektywie – 2020 i 2050 roku. Tylko w naszych publikacjach rządowych i okołorządowych jakoś tych wzajemnych powiązań nie widać i gaz ziemny wciąż jest paliwem niechcianym. Polecam lekturę tekstu prof. Dobskiego (s. 8), z którego wynika, że może być inaczej. Po drugie, musimy odnotować kolosalny postęp w rozbudowie infrastruktury przesyłowej, technologicznie zaawansowanej, stwarzającej już pełne bezpieczeństwo dostaw, nawet w najgłębszym kryzysie. Musimy również dostrzec rozwój w sieci dystrybucyjnej, co oznacza, że maleją na mapie Polski „białe plamy” i konsumenci mogą mieć wybór, jakie paliwo ma docierać do ich domostw. W bieżącym numerze zwracamy uwagę przede wszystkim na kwestie innowacyjności i nowych technologii w gazownictwie. To, że sektor jest przygotowany i wdraża innowacyjne rozwiązania, wiadomo powszechnie, potwierdzamy to co dwa lata na targach EXPO-GAS. Tym razem jednak wzbogacamy naszą wiedzę o stanie szkolnictwa gazowniczego i prac badawczych w gazownictwie. Ta wiedza jest budująca, jesteśmy na bieżąco ze światem, jeśli chodzi o zakres i tematykę badań, skalę współpracy międzynarodowej i udział naszych naukowców w projektach europejskich. I jeden jeszcze aspekt sprawy – wsparcie państwa dla innowacyjności. Po raz pierwszy chyba instytucja rządowa – a taką jest NCBR – tak szeroko otwiera programy sektorowe, że mogą za tym pójść pieniądze na prawdziwie efektywne projekty rozwojowe, jak choćby zgłoszone przez IGG. To refleksyjne spojrzenie nie pozwala jednak zapomnieć o tym, że sektor energii i gazu jest nader wrażliwy politycznie. Na całym świecie rządzi geopolityka i geoekonomia. Zawsze przede wszystkim liczy się rynek krajowy i interesy krajowego konsumenta. Jeśli widzimy, że sektor jest przygotowany do starcia z konkurencją, inwestuje, podejmuje wyzwania narzucane przez postęp technologiczny, chrońmy ten rozwój, chrońmy ten potencjał. Nie przenośmy na strategiczne obszary gospodarki emocji i zachowań ze świata polityki.

Adam Cymer

Rada Programowa

przewodniczący

Cezary Mróz – wiceprezes zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Agnieszka Chmielarz
PGNiG Obrót Detaliczny

Małgorzata Ciemnołońska
PGNiG SA

Maja Girycka
Polska Spółka Gazownictwa

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

Grzegorz Romanowski
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Natalia Rostkowska
Urząd Dozoru Technicznego

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Emilia Tomalska
PGNiG Obrót Detaliczny

Katarzyna Wróblewicz
Polska Spółka Gazownictwa

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. 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
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny:

Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP

Ewa Księżopolska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topińko,
Anna Zabrocka

Nakład 2110 egz.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Czy jest miejsce na znaczący udział gazu w bilansie energetycznym Polski? Cz. I** Prof. Tomasz Dobski nowatorsko o gazie ziemnym w polskiej energetyce
- 12 **Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zróżnicowanej jakości gazu.** Maciej Chaczykowski i Andrzej Osiadacz analizują wpływ wolnego rynku gazu na system przesyłowy
- 18 **Kiedy polietylen opanuje wysokie ciśnienie?** Prof. Andrzej Pusz o nowych technologiach polimerowych
- 20 **Techniki diagnostyczne i metody pomiarowe stosowane w ochronie katodowej podziemnych stalowych gazociągów.** Tomasz Minor z INiG omawia najnowsze procedury badawcze
- 24 **Innowacje w działalności standaryzacyjnej IGG.** Anatol Tkacz podsumowuje 9 lat prac KST



26

NASZ WYWIAD

- 26 **Odważniej stosujmy model otwartej innowacji.** Rozmowa z prof. dr. inż. Krzysztofem J. Kurzydłowskim, dyrektorem NCBR

REPORTAŻ

- 28 **Gazowe okno na świat.** Reportaż z terminalu LNG w Świnoujściu

30 PGNiG SA

- 32–39 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

GAZ–SYSTEM S.A.

- 40 **Inteligentne sieci gazowe, część 2.** Autorzy wskazują, jak polityka energetyczna UE kreuje koncepcję inteligentnych sieci

PUBLICYSTYKA

- 43 **Konsultacje KE dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.** Piotr Sprzączak i Paweł Pikus z Ministerstwa Gospodarki prezentują aktywność KE
- 45 **Wyrok ETS w sprawie Polski.** Paweł Pikus z Ministerstwa Gospodarki komentuje decyzję ETS



40

OSOBOWOŚĆ

- 46 **Dwa światy.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Stanisława Nagya

WYDARZENIA

- 48 **GAZ–SYSTEM S.A. zainaugurował rok gazowy 2015/2016**
- 49 **Rozstrzygnięcie konkursu „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”**
- 51 **Smak PGNiG-owego gazu**

SPORT

- 52 **Mistrzostwa Polski Firm Gazowniczych w Tenisie i Squashu**
- 53 **„Alpejczyk” w Górach Świętokrzyskich**



51

Na okładce: Terminal LNG w Świnoujściu. Fot. Polskie LNG S.A.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Dla IGG okres letni obfitował w istotne wydarzenia. W sierpniu (27–29) odbyło się tradycyjnie sympozjum pomiarowe pt. „**Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne**”. Projekt wspierały przedsiębiorstwa wyspecjalizowane w zakresie produkcji i użytkowania urządzeń pomiarowych w gazownictwie. W programie sympozjum znalazły się m.in. kwestie dotyczące praktyki stosowania nowych technologii pomiarowych i minimalizacji ryzyka eksploatacji urządzeń. Przedstawiciel Zespołu nr 2 KST przedstawił aktualne prace w zakresie Protokołu Komunikacyjnego GAZ-MODEM. Serdecznie dziękujemy za uczestnictwo w sympozjum.

W związku z pracami legislacyjnymi (druk nr 996) nad nowelizacją **ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych** (Dz.U. z 2015 r., poz. 909 j.t.) IGG 22 lipca br. na ręce przewodniczącego Komisji Rolnictwa i Rozwoju Wsi skierowała uzasadnienie dla uchwalenia ułatwień formalnoprawnych dla inwestycji w infrastrukturę gazową. W opinii IGG, przedstawiona propozycja nowelizacji ustawy stanowi istotne uproszczenie prawne, eliminuje bowiem konieczność przeprowadzenia długotrwałej i kosztownej procedury planistycznej oraz uzyskania uznaniowych zgód organów administracji publicznej, a także niebezpieczeństwo utraty szansy absorpcji środków z UE na rozwój infrastruktury w okresie nowej perspektywy finansowej na lata 2014–2020. Zmiana stwarza szansę na przyspieszenie rozwoju wielu regionów kraju, zwłaszcza o charakterze rolniczym, poprzez zapewnienie dostępu do nowoczesnej i rozwiniętej infrastruktury dystrybucyjnej, umożliwiającej pozyskiwanie inwestorów i pobudzających przedsiębiorczość. Zauważyć również należy, iż przedsięwzięcia służące rozwojowi gazowej infrastruktury (zwłaszcza dystrybucyjnej) nie korzystają z udogodnień przewidzianych w ustawie z 24.04.2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz nie zostały uwzględnione w projekcie ustawy o strategicznych inwestycjach celu publicznego, tym samym postulowana nowelizacja stwarza jedyną realną szansę na częściową likwidację istniejących barier formalnoprawnych w procesie inwestycyjnym. Niestety, postulaty IGG oraz innych współpracujących izb i stowarzyszeń nie zostały uwzględnione w tej nowelizacji.

Na początku sierpnia br. IGG zgłosiła uwagi ogólne do projektu **rozporządzenia MG w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy infrastruktury energetycznej (nowy tytuł: rozporządzenie MG w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie infrastruktury energetycznej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020)**. W piśmie zaznaczono, że w perspektywie finansowej 2007–2013 koszty ponoszone na działania informacyjno-promocyjne były zaliczane do kosztów kwalifikowanych i podlegały refundacji. W przypadku beneficjentów z dużą liczbą projektów i dużymi projektami koszty na informację i promocję stanowią znaczną wartość i powinny być refundowane, tak jak w poprzedniej perspektywie finansowej. Podniesiono również, iż na etapie składania wniosku o dofinansowanie podawane przez beneficjenta koszty projektu są kosztami szacunkowymi, ponieważ dopiero po rozstrzygnięciu postępowań przetargowych możliwe jest bardziej precyzyjne podanie kosztów realizacji projektu, w tym kosztów kwalifikowanych. Zgodnie z przepisami, wszelkie prace, w tym postępowania przetargowe, mogą być rozpoczęte po złożeniu wniosku o dofinansowanie.

W połowie września IGG przekazała do MG uwagi do projektu dokumentu pn. **Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej (NPRGN)**.

W wystąpieniu wskazujemy, iż projekt jest mało przydatny z punktu widzenia rozwoju gospodarki niskoemisyjnej z uwzględnieniem wykorzystania gazu ziemnego. Dokument jest nie tylko zbyt zachowawczy, ale pomija też trendy światowe (i UE) wyrażane w oficjalnych stanowiskach uznanych instytucji, w tym Międzynarodowej Agencji Energetycznej, która przedstawia niezbite analizy, świadczące o tym, że co najmniej do 2050 r. będzie nadpodaż gazu ziemnego, zaś jego ceny będą spadały. IGG nie zauważa również korelacji powyższego dokumentu z projektem, jaki w sierpniu 2015 r. na stronach internetowych ogłosiło Ministerstwo Gospodarki w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2050 r.”, który (wariantowo) zakłada wzrost udziału gazu, w tym istotną jego rolę w produkcji energii elektrycznej oraz jako zabezpieczenie dla źródeł odnawialnych. Podkreśla się przy tym, że spełnienie unijnych założeń dotyczących redukcji emisji CO₂ będzie praktycznie możliwe przy zastąpieniu technologii węglowych technologiami gazowymi. Przy pewnych uwarunkowaniach, takich jak wysokie ceny emisji i/lub konkurencyjne ceny gazu, budowa gazowych jednostek będzie przesądzona, a w szczególnym wypadku technologie gazowe staną się jednymi z kluczowych w bilansie energetycznym. W scenariuszu tym zakłada się wzrost zużycia gazu powyżej 20 mld m³ rocznie na potrzeby energetyki systemowej. Na tle powyższego IGG postuluje, aby dokument uzupełnić o priorytet: „Modernizacja i rozbudowa Krajowego Systemu Przesyłowego Gazu Ziemnego”, co jest konieczne w tworzeniu jednolitego europejskiego systemu energetycznego i zwiększeniu udziału gazu ziemnego niezbędnego jako źródła wspierające (synergia) dla szybko rosnącego sektora OZE. Za taki sam priorytet – według IGG – powinna być uznana „Rozbudowa i modernizacja systemów dystrybucyjnych gazu ziemnego”, w celu spełnienia żądań organów samorządowych, np. przy likwidacji tzw. białych plam na mapie gazownictwa. W piśmie zwrócono również uwagę na nadzbyt zdawkowe potraktowanie problemu kogeneracji, tym bardziej że można by ograniczyć szkodliwą emisję przez wspieranie małych kogeneracji gazowych. IGG uważa, iż kogeneracja ma olbrzymi potencjał rozwojowy w Polsce. Wszędzie tam, gdzie istnieją lokalne systemy ciepłownicze, powinno być miejsce dla kogeneracji, i to niezależnie od stosowanego paliwa: gazu, węgla czy miejscowej biomasy.

W drugiej połowie września IGG przedłożyła do MG obszernie (kilkadziesiąt stron) uwagi do projektu „**Polityki energetycznej Polski do 2050 r.**”, wraz z załącznikami, postulując m.in. zwiększenie roli i znaczenia branży gazowniczej w przygotowywanym dokumencie. Projekt „Polityki energetycznej Polski do 2050 r.” – naszym zdaniem – wskazuje na relatywnie niewielki wzrost znaczenia roli gazu ziemnego. Surowiec ma być wykorzystywany głównie w elektroenergetyce – do zapewnienia mocy szczytowej oraz jako moc rezerwowa dla OZE. Proces tworzenia wspólnego rynku (zwłaszcza wzrost przepustowości na połączeniach z systemami innych państw, o którym mowa w PEP 2050) może jednak doprowadzić do obniże-



Agnieszka Rudzka

dokończenie na str. 54

GAZ–SYSTEM S.A. CORAZ MOCNIEJ ŁĄCZY NAS Z EUROPEJĄ

GAZ–SYSTEM S.A. podjął decyzję o przeprowadzeniu badania skierowanego do uczestników rynku gazu ziemnego w Polsce, które ma na celu oszacowanie zainteresowania potencjalną rozbudową systemu przesyłowego, w tym także rozbudową połączeń transgranicznych.

W ramach prowadzonego badania uczestnicy rynku proszeni są o złożenie niewiążących zgłoszeń ze wskazaniem potencjalnego zapotrzebowania na usługę przesyłania paliwa gazowego w perspektywie 20 lat, począwszy od 2017 roku w obu kierunkach przesyłu gazu, tj. z Polski do Niemiec i z Niemiec

RADA KONSULTACYJNA DS. GAZOWNICTWA DO WSPÓŁPRACY Z PREZESEM URE

Zgodnie z porozumieniem o współpracy Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz Urzędu Regulacji Energetyki, zawartym 16 czerwca br., powołana została Rada Konsultacyjna ds. Gazownictwa do współpracy z prezesem URE.

W jej skład wchodzi:

Dariusz Brzozowski	– EWE Polska sp. z o.o.
Tomasz Bukowski	– PGNiG – Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Mariusz Caliński	– Duon Dystrybucja SA
Mirosław Dobrut	– Izba Gospodarcza Gazownictwa
Piotr Kasprzak	– Hermes Energy Group SA
Marek Kossowski	– Zespół ds. Analiz Rynku Gazu przy IGG
Bartłomiej Korzeniewski	– PGNIG SA Oddział Obrotu Hurtowego
Wojciech Kozak	– Grupa Azoty SA
Robert Stelmaszczyk	– RWE Stoen Operator sp. z o.o.
Rafał Wittmann	– GAZ–SYSTEM S.A.

PGNiG SA 10 lat na giełdzie.

- 16 mld zł zysku
- 7,5 mld zł wypłaconych dywidend
- 121-procentowy wzrost kursu akcji
- 49 mld zł w aktywach
- 34 mld zł przeznaczone na inwestycje
- 164-procentowa stopa zwrotu z inwestycji od dnia debiutu

do Polski. Złożone wnioski będą stanowiły podstawę do przeprowadzenia analiz możliwych kierunków rozwoju polskiego systemu przesyłowego na granicy z Niemcami.

Operatorzy niemieckich sieci przesyłowych GASCADE Gastransport, Gasunie Deutschland Transport Services i ONTRAS Gastransport ogłosili badanie rynku, którego celem jest oszacowanie zapotrzebowania na wykorzystanie połączeń transgranicznych na obszarze GASPOOL. Badanie jest prowadzone za pośrednictwem internetowej platformy www.more-capacity.eu

GAZ–SYSTEM S.A. informuje, że badanie jest prowadzone niezależnie od procedury organizowanej przez operatorów niemieckich, których celem jest oszacowanie zapotrzebowania na wykorzystanie połączeń transgranicznych na obszarze GASPOOL. W celu uzyskania wiarygodnych wyników uczestnicy rynku powinni wziąć udział w obydwu procedurach.

Promotorzy projektu połączenia międzysystemowego Polska–Litwa (GIPL): polski operator systemu przesyłowego Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz litewski operator systemu przesyłowego AB Amber Grid, przeprowadzili niewiążącą fazę procedury Open Season, która stanowi istotny etap w ramach realizacji projektu GIPL. Uczestnicy rynku, reprezentowani głównie przez polskie i litewskie spółki, zajmujące się w większości produkcją, obrotem i dystrybucją gazu ziemnego, wykazali duże zainteresowanie usługami przesyłu gazu ziemnego w ramach połączenia GIPL. Pozostali interesariusze wyrazili poparcie dla projektu, który przyniesie korzyści uczestnikom rynku gazu w regionie Morza Bałtyckiego.

Równocześnie OGP GAZ–SYSTEM S.A. poinformował, że rozpoczyna prace projektowe dla połączenia międzysystemo-

PGNiG ŁASKAWE DLA MPK RZESZÓW

Na wniosek prezydenta Rzeszowa PGNiG Obrót Detaliczny obniży cenę sprężonego gazu ziemnego CNG, którym w Rzeszowie zasilanych jest 70 autobusów MPK.

Na Podkarpaciu autobusy zasilane sprężonym gazem ziemnym CNG jeżdżą w Rzeszowie, Mielcu i Przemyślu. Do niedawna korzystała z nich także Dębica. Najwięcej, bo aż 70 takich pojazdów używa MPK Rzeszów. To najwięcej w Polsce. – U nas „gazowce” to ponad 1/3 taboru. Stawialiśmy na nie od lat, bo do zakupów dopłacał EkoFundusz, a koszt był niższy niż „jazda” na oleju napędowym. Mimo wielu protestów fiskus wprowadził jednak akcyzę na gaz



ziemny i teraz mamy kłopot, bo koszty użytkowania bardzo wzrosły – mówił rzeszowskim „Nowinom” Marek Filip, prezes MPK Rzeszów.

Ze względu na rosnące koszty eksploatacji ekologicznych pojazdów władze Rzeszowa zaprosiły na rozmowy do ratusza szefa PGNiG Obrót Detaliczny. – Właśnie dostaliśmy informację, że firma przychyliła się do naszej prośby

– mówi Tadeusz Ferenc, prezydent Rzeszowa. – Dostaliśmy stały rabat na paliwo. W MPK roczne zużycie gazu wynosi około 2 mln m sześć.

Podjęto rozważną decyzję wobec Rzeszowa. A może także fiskus powinien podjąć rozważną decyzję i wycofać się z honorem z absurdałnego od początku podatku akcyzowego na paliwo CNG.

wego Polska–Czechy, w ramach którego planowana jest budowa gazociągu wysokiego ciśnienia Kędzierzyn-Koźle – Hat’ (Polska–Czechy) wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Gazociąg Polska–Czechy ma na celu stworzenie dwukierunkowego połączenia przesyłowego pomiędzy Polską a Czechami, które umożliwi kształtowanie konkurencyjnego rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, jak również dywersyfikację i poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w UE. Połączenia międzysystemowe Polska–Czechy oraz Polska–Dania (Baltic Pipe) otrzymały wsparcie finansowe z funduszu łącząc Europę (*Connecting Europe Facility*). Połączenie Baltic Pipe, które ma w przyszłości połączyć systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii, dopełni proces integracji rynku gazu w rejonie Morza Bałtyckiego,

Wybudowanie nowych połączeń gazowych z krajami Unii Europejskiej stanowi część kolejnego etapu rozwoju polskiego systemu przesyłowego. Powstanie nowych gazociągów w ramach wspieranego przez Unię Europejską korytarza gazowego północ-południe oraz budowa połączenia z Litwą i Danią będą stanowić istotny wkład w rozwój europejskiego systemu przesyłowego. W tym celu GAZ-SYSTEM S.A. planuje w latach 2015–2023 wybudować w sumie około 2000 km nowych gazociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski.



PSG GAZYFIKUJE NOWE REGIONY

W połowie września Andrzej Czerwiński, minister skarbu państwa, odwiedził stację regazyfikacji LNG w Suwałkach, powstałą w ramach realizacji projektu PESO Polskiej Spółki Gazownictwa.

Minister spotkał się z Sylwestrem Bogackim, prezesem zarządu PSG, który podkreślił zaangażowanie spółki w gazyfikację nowych regionów oraz inwestycje w rozwój i modernizację sieci gazowej.

PSG już w czerwcu zakończyła z sukcesem wart 35 milionów złotych projekt PESO (gazyfikacja Pizsa, Elku, Suwałk i Olecka), zakładającą zamianę gazu propan-butan na gaz ziemny z wykorzystaniem technologii LNG. W jego ramach dostosowano urządzenia gazowe u ponad 26 tysięcy odbiorców oraz zaadaptowano 167 km sieci gazowych. Pozwoli on na zwiększenie poboru gazu i rozwój regionu.



ORLEN BUDUJE NAJWIĘKSZĄ GAZOWĄ ELEKTROCIĘPŁOWNIĘ W POLSCE

PKN ORLEN rozpoczął budowę bloku gazowo-parowego na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku. Produkcja energii elektrycznej i ciepłej z nowej jednostki, o mocy prawie 600 MWe, ruszy na przełomie 2017–2018 roku.

Elektrociepłownia, w której zostanie zbudowana najwyższej klasy turbina gazowa, będzie dostarczała parę oraz energię elektryczną dla zakładu w Płocku, natomiast nadwyżka energii elektrycznej trafi do Krajowego Systemu Energetycznego. Nowy obiekt będzie w jednym procesie technologicznym wytwarzał ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną.

STREFA METANU POD HONOROWYM PATRONATEM IGG

Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, objął honorowym patronatem Strefę Metanu na Międzynarodowych Targach POL-ECO-SYSTEM 2015. Organizatorem Strefy Metanu jest Fundacja Green Fuel na rzecz Rozwoju Niskoemisyjnych Paliw Metanowych w Transporcie Polskim. Strefa Metanu, popularyzująca paliwo CNG i LNG, odbędzie się 27–30.10.2015 roku w Poznaniu na Międzynarodowych Targach POL-ECO-SYSTEM 2015 w Miasteczku Ekologicznym, które jest największą ekologiczną wystawą w Polsce.

Patronat medialny nad tym wydarzeniem objął portal cng.auto.pl, a także „Przegląd Gazowniczy”.

– W inwestycjach w energetykę przemysłową wykorzystującą gaz ziemny widzimy przede wszystkim znaczące wzmocnienie doskonałości operacyjnej segmentu downstream, w skład którego wchodzi zarówno produkcja rafineryjno-petrochemiczna i energetyka, jak i sprzedaż paliw i petrochemikaliów, rozszerzona o ofertę energii i ciepła. Kogeneracja gazowa to niewątpliwie również korzyści klimatyczne i wysoki stopień neutralności wobec środowiska, co jest jednym z naszych priorytetów. Jestem przekonany, że nasze projekty to z każdego punktu widzenia optymalne rozwiązania dla Grupy ORLEN, a także bezpieczeństwa energetycznego kraju – podkreślił Piotr Chełmiński, członek zarządu PKN ORLEN.



SEJM UCHWALIŁ TZW. USTAWĘ ANTYSMOGOWĄ

Samorządy określą, jakim paliwem będzie można palić w piecach i wyznaczą standardy techniczne dla kotłów – zakłada tzw. ustawa antysmogowa, uchwalona przez Sejm 5 sierpnia. Ustawa jest potrzebna, bo Polska od lat ma najbardziej w UE zanieczyszczone powietrze.

Nowelizacja prawa ochrony (6 października br. ustawę podpisał prezydent RP) środowiska precyzuje obecne przepisy tak, aby sejmiki wojewódzkie za pomocą uchwał mogły określać rodzaj i jakość paliw stałych dopuszczonych do stosowania i parametry techniczne lub parametry emisji urządzeń do spalania.

Sejmiki będą mogły uchwalić zakaz stosowania określonych instalacji, w których następuje spalanie. Uchwała będzie musiała jednak określić np. granice obszaru objętego ograniczeniami. Poza tymi wymogami uchwała będzie mogła też ustalić czas obowiązywania ograniczeń w ciągu roku. Samorządy będą mogły określić rodzaje podmiotów bądź instalacji, które będą wyłączone z ograniczeń lub zakazów. Chodzi o to, aby uchwały nie były później kwestionowane przez sądy administracyjne. Przykładem jest stolica Małopolski, gdzie wprowadzono zakaz palenia węglem w przydomowych piecach. Wojewódzki Sąd Administracyjny uchylił go jednak, twierdząc, że – zgodnie z prawem – taki zakaz nie jest możliwy. Gdyby bowiem zakazać palenia węglem w przydomowych piecach w Krakowie, takim zakazem trzeba byłoby też objąć miejscowe elektrociepłownie.

dokończenie na str. 50

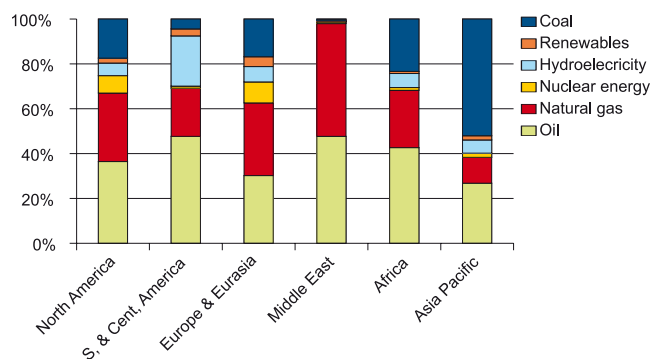
Czy jest miejsce na znaczący udział gazu w bilansie energetycznym Polski?, cz. I

Tomasz Dobski

Artykuł prezentuje poglądy autora, może trochę kontrowersyjne, na bilans energetyczny Polski, ze szczególnym uwzględnieniem roli gazu ziemnego i wykazuje, że możliwy jest wzrost jego znaczenia w krajowym *energy mix*.

Na rysunku 1. przedstawiono zużycie energii według sektorów dla poszczególnych rejonów świata. Europa – szczególnie Niemcy i Polska – ma duże zużycie węgla kamiennego i brunatnego. W Niemczech ono gwałtownie maleje, a w Polsce? Powszechnie wiadomo, że węgiel pokrywa 90% bilansu energii pierwotnej w Polsce. Nie ma drugiego kraju, który miałby taki bilans energii.

Rys. 1. Zużycie energii pierwotnej w rejonach świata. Dane w procentach dla 2014 roku [1].



ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA ENERGII

Energetyka jądrowa

W Polsce powszechna jest dyskusja, szczególnie w kręgach akademickich, o konieczności zbudowania elektrowni jądrowej. W tych dyskusjach wyrażany jest żal, że przerwano budowę elektrowni w Żarnowcu. Uczestnikom tej dyskusji autor poleca wizytę w pięknej nadmorskiej wczasowej miejscowości Lubmin na terenie wschodnich Niemiec, niedaleko Świnoujścia. Pracowało tam pięć jądrowych bloków PWR 400, takiego samego typu, jakie miała mieć elektrownia w Żarnowcu. Bloki działały wiele lat. Zbudowano także szósty blok, który na początku lat 90. firma Siemens przeprojektowała i przebudowała

w zakresie bezpieczeństwa i sterowania, ale nie otrzymał on certyfikatu na uruchomienie. Jest tylko udostępniony do zwiedzania. Na miejscu elektrowni zbudowano, działający od kilku lat, terminal do odbioru gazu ziemnego z gazociągu Nord Stream, pozwalającego na transport do Europy 55 mld Nm³/a. Ostatnio na tym terenie zlokalizowano centrum odbioru energii elektrycznej i sterowania pracą wiatraków morskich.

Największa i najnowocześniejsza turbina gazowa SGT8000H, pracująca w układzie parowo-gazowym, zainstalowana w Irsching nad Dunajem koło Monachium, ma sprawność termodynamiczną ponad 60%, przy mocy ponad 570 MWel. Taki blok energetyczny kosztuje około 500 mln euro i amortyzuje się w okresie nie dłuższym niż 10 lat. Według opinii podanej autorowi w bezpośredniej rozmowie przez prof. R. Macián-Juan, kierownika Katedry Technologii Jądrowej Politechniki w Monachium, zwrot nakładów na elektrownię atomową nastąpi po 200 latach. Jest to spowodowane przede wszystkim koniecznością „wypalenia” odpadów jądrowych, szczególnie izotopów plutonu, powstających z paliwa jądrowego, jakie jest załadowywane do reaktora na początku jego pracy. Paliwo początkowe składa się ze wzbogaconego uranu U²³⁵ (4–6% wzbogacenia) rozproszonego w izotopie uranu U²³⁸. W czasie pracy reaktora, część U²³⁸ przechodzi w jeden z izotopów plutonu. Praktycznie jedyną metodą utylizacji tych izotopów jest ich „spalenie” w reaktorze, co trwa dziesiątki lat, stąd tak długi okres zwrotu nakładów. Dodatkowo, co 10 lat muszą być wymienione całe partie elektrowni jądrowej, szczególnie turbiny parowe niskoprzężne – są one uszkodzane przez kawitację z uwagi na pracę w zakresie pary mokrej. Już w roku 2011 autor niniejszego artykułu wskazywał w referacie na konferencji GAZTERM [2], że oparcie energetyki na rozwoju energii jądrowej jest co najmniej ryzykowne.

Dodatkowo musimy pamiętać, że elektrownie jądrowe nie są bezawaryjne. Po stronie reaktora jądrowego awarie nuklearne zdarzają się stosunkowo rzadko (Czarnobyl, Fukushima), ale po stronie energetycznej bardzo często. Najbardziej awaryjną częścią w elektrowni jądrowej jest właśnie strona energetyczna,

słabo znana lobbystom energetyki jądrowej w Polsce. Najwięksi zwolennicy energetyki jądrowej to bardzo zdolni fizycy, ale o bezpieczeństwie elektrowni decyduje system pracy turbin i układu chłodzenia. Jest to domena inżynierów mechaników energetyków, a nie fizyków. Jedną z poważnych awarii w elektrowniach jądrowych była awaria generatora prądu, wyprodukowanego przez szwajcarską firmę ABB w elektrowni Leibstadt w Szwajcarii (usytuowanej nad Renem, o przepływie wody 1000 m³/s, a nie 60 m³/s, jak w przypadku Warty w Klempiczu). Awaria ta spowodowała zatrzymanie elektrowni na ponad rok. Odbiło się to bardzo poważnie na bilansie finansowym elektrowni.

Obecnie, przy znaczącym udziale energetyki odnawialnej w wielu krajach, czyli generacji energii elektrycznej ze słońca i wiatru, ceny, jakie można uzyskać ze sprzedaży energii elektrycznej są tak niskie, że praca elektrowni, nawet w znaczącym stopniu zamortyzowanych, staje się nieopłacalna. Taka sytuacja powstała ostatnio w Niemczech: największy koncern energetyczny Niemiec – E.ON, posiadający kilka elektrowni jądrowych, planuje znaczące ograniczenie produkcji ze względu na nieopłacalność pracy elektrowni atomowych [6]. Spowodowane jest to tym, że dopłaty średniej rodziny niemieckiej do energii odnawialnej spadły do 300 euro rocznie. Jest to znacznie mniejsza kwota niż można zaoszczędzić z powodu obniżenia rachunków za energię elektryczną na skutek pojawienia się na rynku znaczących ilości taniej energii ze źródeł odnawialnych, szczególnie wiatru i słońca [7].

Analizując dane statystyczne dotyczące udziału poszczególnych rodzajów energii w bilansie państw, musimy zwracać uwagę, czy dane dotyczą zużycia energii pierwotnej czy produkcji energii elektrycznej. Francja ma bardzo duży udział w produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych – ponad 70%. Musimy jednak pamiętać, że przemysł jądrowy sam jest bardzo dużym konsumentem energii elektrycznej. Ponadto, udział energii generowanej w elektrowniach jądrowych stanowi tylko 20% całego bilansu energii pierwotnej. Dla USA – mocarstwa atomowego – udział ten też wynosi nie więcej niż kilka procent.

Elektrownia atomowa kosztuje niewiarygodnie dużo pieniędzy! Autor w 1988 roku podczas stażu w USA słuchał wykładu prof. Arthura Rosenfelda – fizyka, który został wypromowany przez prof. Enrico Fermiego, ojca bomby atomowej. Tłumaczył on słuchaczom, że produkcja energii elektrycznej, a tym bardziej cieplej, z energii jądrowej zawsze jest nieopłacalna. Wykład ten odbył się w Lawrence Berkeley National Laboratory, w którym pracowało 18 laureatów Nagrody Nobla, w większości z fizyki jądrowej.

Najbliższy Polsce projekt, jaki może być zrealizowany, to budowa elektrowni przez konsorcjum EdF. Konsorcjum to buduje elektrownię w Flamanville we Francji. Budowa rozpoczęła się w 2007 roku i miała być zakończona w 2012 roku. Czas jej zakończenia przesunięto na rok 2018, a koszt budowy, planowany na 3 mld euro, zwiększono do 8,5 mld [3].

Węgiel kamienny i brunatny

Jak wiemy, „Polska węglem stoi i basta”. Szanowni Czytelnicy niech pozwolą autorowi na gorzką refleksję. Pewien szejek

w dyskusji o ropie naftowej w czasie pierwszego kryzysu naftowego w latach 1973–1976 powiedział w ONZ, że epoka kamienia łupanego nie dlatego się skończyła, że zabrakło kamieni, ale dlatego że okazało się, iż są inne materiały i kamień okazał się niepotrzebny. Im szybciej zrozumiemy, jako społeczeństwo, że są inne formy generacji energii niż z węgla, tym będziemy bogatsi. Kto ma wątpliwości, niech pojedzie na wycieczkę do jakiegokolwiek kopalni gazu – niektóre wyglądają jak ogród – a potem zjedzie na dół do kopalni węgla na około 1000 m. Na tej głębokości ściany chodnika mają temperaturę dochodzącą nawet do 40°C. Prawie połowa energii zawartej w węglu wydobytym z tych pokładów wraca pod ziemię jako nakład energetyczny na transport, odsalanie, wentylację i chłodzenie chodników. Ponadto, porównywanie cen energii uzyskanych na bazie węgla – nawet kamiennego – z energią uzyskaną na bazie gazu nie jest poprawne. Gazownictwo nie ma – jako firma – niespłacalnych długów, pracownicy spokojnie dożywają emerytury. Górnicy z kopalni głębinowych z uwagi na bardzo trudną pracę muszą iść na emeryturę w wieku najwyżej 50 lat. Koszty płacone za górnika w kopalni węgla i kopalni gazu są podobne, a czas pobierania emerytury zasadniczo inny. To samo dotyczy funduszu zdrowia. Szacuje się, że, koszty pracy w górnictwie węgla kamiennego obciążają dodatkowo cenę tony węgla na poziomie co najmniej stu złotych [6].

Obecnie w Polsce jest budowanych kilka bloków energetycznych prawdziwie nowoczesnych, zasilanych węglem kamiennym. Są to przede wszystkim bloki w Opolu oraz Kozienicach. Ich włączenie do eksploatacji poprawi sprawność systemu energetycznego Polski. Jednak musimy pamiętać, że sprawność energetyczna nawet najnowocześniejszego bloku zasilanego węglem kamiennym nie przekroczy 46%. Dodatkowo, nie ma możliwości ekonomicznego i nawet technicznego usunięcia dwutlenku węgla ze spalin. Te wnioski wynikają między innymi z badań wykonanych w ramach programu strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, który kończy się w tym roku [4]. Do podobnych wniosków prowadzą badania prowadzone także w innych krajach [5]. Przyczyny takiej sytuacji są następujące:

1. Aby uzyskać sprawność ponad 50% bloku pracującego na węglu kamiennym, musi on pracować na parze nadkrytycznej o ciśnieniu ponad 300 bar, a temperatura pary wypływającej z kotła musi przekraczać 72°C. Nie ma na świecie materiałów, które wytrzymałyby takie parametry i na razie nie ma widoku na opracowanie korzystnej ekonomicznie ich produkcji.
2. Rozwój energetyki światowej przebiega w kierunku możliwie dużego wykorzystania energii odnawialnej, przede wszystkim wiatru i słońca. Są to źródła energii o bardzo zmiennych parametrach i muszą one być stosowane równolegle z innymi źródłami energii. Ale te źródła muszą mieć możliwość elastycznego regulowania mocy. Nowoczesny blok na węgiel można od stanu zimnego uruchomić po 72 godzinach. Turbinę gazową po 20 minutach, a silnik gazowy o mocy nawet kilku megawatów w kilka minut [8].
3. Bariera wynikająca z różnicy czasu rozruchu jest praktycznie parametrem nie do pokonania, gdyż wynika z konstrukcji urządzeń. Stosowanie bardzo wysokich ciśnień w kotłach i turbinach na parametry nadkrytyczne wymaga bardzo

grubych ścianek elementów konstrukcyjnych. Materiały stosowane na te konstrukcje są stalami wysokostopowymi, mającymi mały współczynnik przewodzenia ciepła λ . To powoduje powstanie bardzo dużych naprężeń, wynikających z gradientu temperatury przy szybkim rozruchu i w konsekwencji prowadzi do pęknięcia konstrukcji i jej zniszczenia.

4. Elementy turbin gazowych pracują pod ciśnieniem nie większym niż 20 bar. To pozwala na zastosowanie bardzo cienkich ścian korpusu turbiny, nawet poniżej 15 mm. Najbardziej przegrzane są łopatki turbiny, a mimo to nowoczesne turbiny energetyczne pracują przy temperaturze nawet ponad 145°C. Temperaturę tę nazywamy TIT (*turbine inlet temperature*) [7]. Jest to temperatura ściśle kontrolowana przez komputery sterujące turbiną, ale uwzględnia ona chłodzenie wewnętrzne łopatek i nie jest temperaturą materiału łopatki. Rzeczywista temperatura materiału łopatki nie przekracza 800°C. Zapewnia to nawet ponad 40 tysięcy godzin pracy turbiny jako jej okres międzyremontowy.
5. Zasygnalizowanych powyżej rozwiązań nie można zastosować do turbin oraz kotłów parowych. Zwrot nakładu na elektrownię na parametry nadkrytyczne zasilaną węglem, nawet kamiennym (koszt bloku o mocy 900 MWel to ponad 5,5 mld zł), wynosi co najmniej 40 lat, co jest związane z bardzo dużymi wymiarami podzespołów.

W wielu publikacjach prasowych pojawiają się informacje o możliwości podziemnego zgazowania. Technologia ta jest przedstawiana nawet jako metoda na rozwiązanie problemów energetycznych Polski. Jednak autor nie zgadza się z tą opinią. Od wielu lat – od 1990 roku – na światowych konferencjach organizowanych przez International Institute on Combustion – istniejący od 1938 roku (jest to jedna z najstarszych konferencji naukowo-technicznych w świecie) zawsze prezentowane są wyniki badań na ten temat. Jednak są one negatywne. Technologia ta jest niebezpieczna i kosztowna oraz nieekonomiczna.

Także zgazowanie naziemne węgla na dużą skalę nie rokuje nadziei na jego przyszłościowe zastosowanie. Największa instalacja powstała w Holandii w Buggenum – nazywa się NUON. Instalacja ta została wyłączona ze względu na problemy techniczne związane z bezpieczną eksploatacją oraz koszty jej utrzymania.

Gaz ziemny

Zasoby Europy i świata

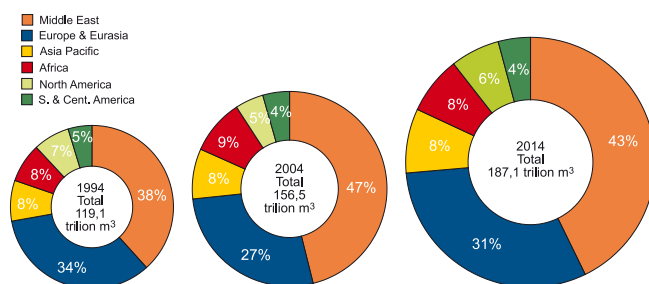
Zasoby gazu w Europie statystyki przedstawiają w połączeniu z Azją. Dlatego trudno je rozdzielić. Unia Europejska, poza Holandią, Danią i Norwegią, ma małe zasoby gazu, porównywalne z Polską. Jednak zasoby bliskich Europie krajów azjatyckich są największe na świecie. Światowe zasoby gazu są szacowane, w zależności od rejonu świata, na od 80 do 120 lat eksploatacji przy obecnym tempie jego zużycia. Dzięki nowoczesnym metodom poszukiwania i wydobycia gazu wielkość zasobów rośnie, co przedstawiają zamieszczone wykresy.

Zasoby Polski

Państwowy Instytut Geologiczny w tym roku na wiosnę opublikował dane o zasobach gazów ziemnych w naszym kraju. Wynoszą one odpowiednio do rodzaju gazu: gaz ze złóż łupkowych – 700 mld Nm³, gaz klasyczny – 145 mld, gaz uwięziony (*tight gas*) – 160 mld, gaz w pokładach węgla na Śląsku – 170 mld.

Bardzo ważne jest także zaliczenie do „zasobów gazu” możliwości, szczególnie w warunkach Polski, poprawienia sprawności wykorzystania gazu ziemnego w istniejących instalacjach. Na przykład potencjał oszczędności przemysłu chemicznego szacowany jest na 700 mln m³ gazu rocznie [9].

Rys. 2. Rozłożenie potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w poszczególnych częściach świata. Dane dla lat 1994, 2004 oraz 2014 [1].



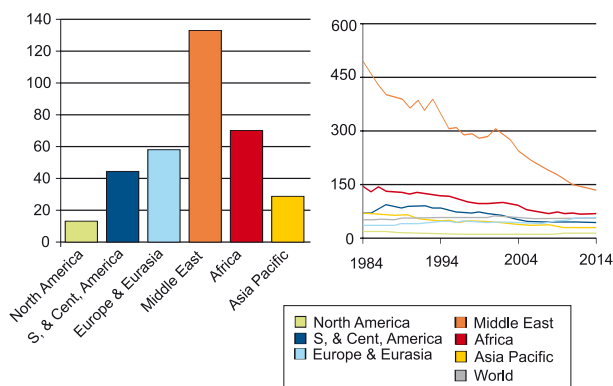
Możliwość importu gazu do Polski i pojemność magazynów podziemnych

Według danych spółki GAZ–SYSTEM S.A., obecnie do Polski można sprowadzić:

- 9 mld Nm³ gazu z kierunku wschodniego,
- 5 mld przez Gazoport w postaci LNG,
- 5 mld w przejściu granicznym Niemcy–Polska na gazociągu Yamal w Mallnow,
- 4 mld na przejściach na południu Polski w Lasowie i Cieszynie. Do roku 2023 będą wybudowane następne połączenia transgraniczne do Słowacji, Czech, na Litwę i do Niemiec [5].

W ostatnich latach GAZ–SYSTEM S.A. znacząco rozbudował gazociąg wysokiego ciśnienia. Program rozbudowy tej sieci na

Rys. 3. Zasoby gazu ziemnego w świecie, podane jako stosunek rezerw R gazu do rocznej produkcji P, czyli R/P [1]. Lewy rysunek – dane dla roku 2014, prawy – rozkład w ostatnich 30 latach.



najbliższe lata przewiduje powstanie bardzo dobrego systemu gazowniczego. Technologia wykonania tych gazociągów spełnia najnowocześniejsze światowe standardy i mimo podniesienia ciśnienia ich pracy do 84 bar są one bezpieczne. Taka technologia spawania i kontroli gazociągów w latach 70. nie była w Polsce dostępna.

Obecnie Polska ma siedem magazynów podziemnych gazu, stale modernizowanych, a ich całkowita pojemność ma wzrosnąć do 2021 roku do prawie 3,5 mld Nm³ gazu [5]. Gotowe jest połączenie gazociągami z Gazoportu LNG w Świnoujściu do węzła w Odolanowie. Gazoport posiada gotowe dwa zbiorniki gazu o pojemności 160 tysięcy m³ gazu LNG każdy. Można pobrać z nich po regazyfikacji 5 mld Nm³ gazu rocznie. Wielkość ta może być powiększona do 7,5 mld Nm³ po wybudowaniu trzeciego zbiornika.

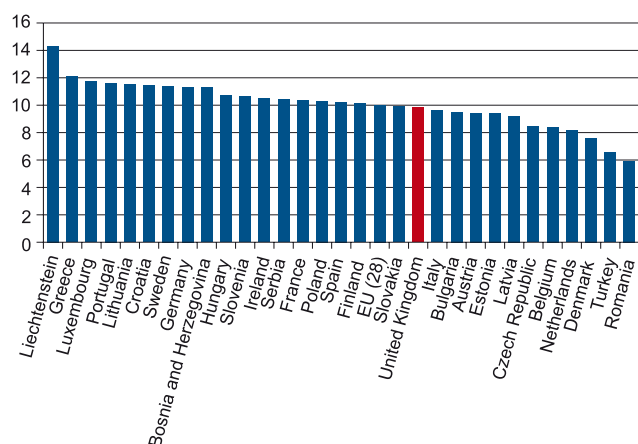
Posiadane zasoby magazynowe w połączeniu z produkcją bieżącą gazu ze złóż krajowych (około 4 mld m³) zapewniają co najmniej kilkumiesięczny okres bezpieczeństwa gazowego Polski nawet bez importu gazu.

Rys. 4. Zużycie gazu ziemnego w świecie na osobę w tonach oleju ekwiwalentnego na osobę [1].



Na rysunku 4 przedstawiono średnie zużycie gazu ziemnego na mieszkańca w różnych rejonach świata. Jak można zauważyć, Polska – mimo że jest krajem wysoko cywilizowanym – ma średnią na poziomie krajów afrykańskich czy Azji Południowej. Osiągnięcie zużycia gazu na poziomie średnioeuropejskim,

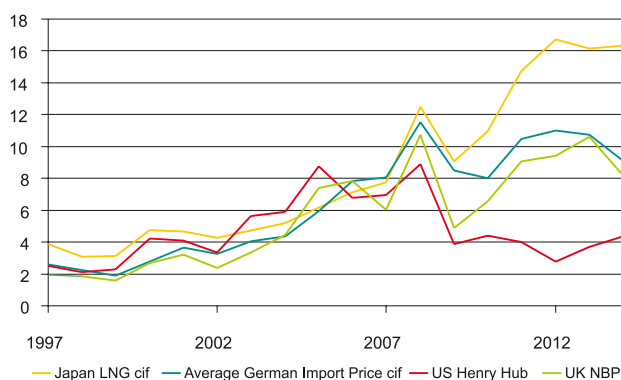
Rys. 5. Ceny gazu ziemnego w Europie dla średniego przemysłu w [EUR/GJ], [3].



czyli 1000–1200 m³/osobę, pozwoli na całkowite przestawienie energetyki na gaz ziemny. Ten wniosek wydaje się zaskakujący, ale łatwo można to wylczyć.

Jak przedstawiono na rysunku 5, ceny gazu w Polsce są cenami średnimi, a nie maksymalnymi, jak to często przedstawia się w publikacjach politycznych.

Rys. 6. Ceny gazu ziemnego na rynkach światowych w ostatnich latach. Jednostka: \$/Mmbtu.



* * *

Z przedstawionych powyżej rozważań wynika, że w Polsce nie powinno się ograniczać rozwoju energetyki na bazie gazu ziemnego kosztem rozwoju niepewnej energetyki jądrowej oraz wymagającej dużych nakładów energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym.

Tomasz Dobski

Prof. zw. Tomasz Dobski, Politechnika Poznańska, Laboratorium Technologii Gazowych.

Literatura

- [1] BP Statistical Review World Energy 2015.
- [2] T. Dobski, „O możliwości rozwoju energetyki w Polsce: rozproszona energetyka, kogeneracyjna oparta na gazie ziemnym czy energetyka jądrowa”, Konferencja GazTerm, Międzyzdroje 2011.
- [3] O zamiarze zamykania elektrowni jądrowych przez I.ON z powodu spadku cen energii ze źródeł odnawialnych, www.energymarketprice.com. Informacja z 08/09/2015.
- [4] EDF to postpone the Flamanville reactor to 2018, www.energymarketprice.com. 03/09/2015.
- [5] GAZ–SYSTEM: Program inwestycyjny na lata 2014–2023.
- [6] Zaawansowane technologie pozyskania energii, Pięcioletni Program Strategiczny, finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.
- [7] T. Dobski, Combustion Gases in Modern Technologies, Published by House of Poznan University of Technology, 2012.
- [8] M. Auer, P. Hagl, dr. J. Zhu, St. Terbeck, N. Böckhoff, dr. R. Golloch, dr. G. Stiesch9th: MAN Diesel & Turbo's newly developed V51/60G Otto Gas Engine consequent extension of a successful engine family, Dessau Gas Engine Conference, Dessau 2015.
- [9] Zagospodarowanie krajowych zasobów gazów niskokalorycznych, badania optymalizacji spalania gazów ziemnych, grant finansowany w Politechnice Poznańskiej przez NCBiR, 2013.

Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zróżnicowanej jakości gazu

Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz

Przez dziesięciolecia źródła dostaw gazu ziemnego do danej lokalizacji pozostawały stabilne pod względem składu i kaloryczności. Lokalne sieci dystrybucyjne gazu ziemnego zasilane były zwykle z jednego, ewentualnie dwóch źródeł o danym składzie, a dostawy realizowane były na podstawie długoterminowych kontraktów.

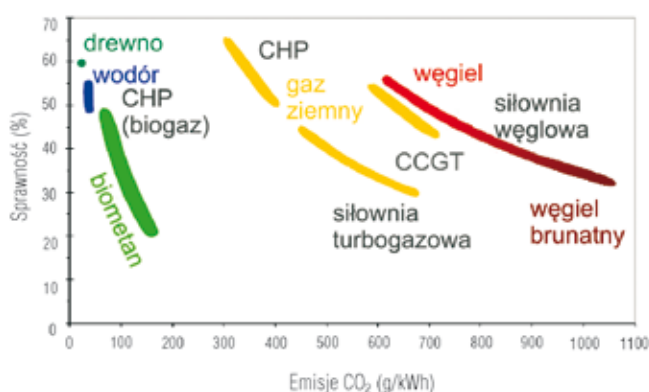
Dywersyfikacja jakości gazu w sieciach

Przez kilka ostatnich lat sytuacja uległa zasadniczej zmianie, przy czym proces ten wyraźnie się nasila. Istnieje kilka przyczyn takiego stanu rzeczy:

- wprowadzenie zasady dostępu strony trzeciej do sieci i możliwość wyboru dostawcy gazu,
- dywersyfikacja źródeł dostaw gazu z tytułu kontraktów krótkoterminowych,
- alternatywne zasilanie gazem „przewodowym” oraz LNG,
- rozwój lokalnych złóż gazu, zwykle niekonwencjonalnych, np. gazu z łupków,
- zwiększenie udziału gazu ze źródeł odnawialnych w procesie dekarbonizacji gospodarki: biometan, wodór, gaz syntetyczny SNG.

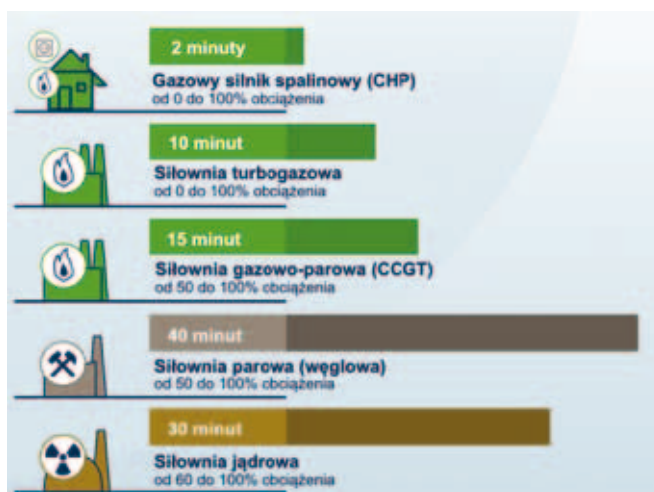
Oprócz zróżnicowanych dostaw gazów odnawialnych do znaczącego spadku emisji CO₂ oraz cząstek stałych przyczynia się przede wszystkim postępujący proces substytucji węgla

Rys. 1. Sprawność i emisyjność różnych form produkcji energii



i ropy naftowej gazem ziemnym i biogazem w różnych, zwykle mniej energochłonnych, sektorach gospodarki oraz w energetyce (rys. 1.). Systemy energetyczne zasilane gazem ziemnym, dzięki elastyczności wyrażonej możliwością szybkich zmian obciążenia, stanowią istotne wsparcie dla odnawialnych źródeł energii, takich jak turbiny wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne (rys. 2.).

Rys. 2. Elastyczność różnych form produkcji energii elektrycznej (skala wykresu zniekształcona dla czytelności)



Substytucja węgla i oleju napędowego gazem ziemnym znacząco przyczynia się do redukcji CO₂ i cząstek stałych. Na przykład zamiana węgla i ropy naftowej w energetyce USA jako rezultat „rewolucji łupkowej”, w latach 2007–2012 przyczyniła się do spadku emisji CO₂ o 737,7 Mt rocznie, tj. 12,7% wartości maksymalnej emisji. Dla porównania: efektem ambitnych i kosztownych zmian w polityce energetycznej Niemiec (*Energiewende*) w latach 1998–2012 jest ograniczenie rocznej emisji CO₂ na poziomie 108,4 Mt, tj. 13,3% emisji maksymalnej [Jenei, 2014].

Operatorzy systemów gazowniczych w coraz większym stopniu będą konfrontowani z problemem zmian jakości gazu w sieci. Rodzi się pytanie: jakie działania może podjąć operator sieci gazowej w przypadku przekroczenia norm jakości gazu? W celu uniknięcia działań radykalnych – przerw w dostawach do odbiorców bądź przerw w odbiorze od dostawcy, powodującego przekroczenia parametrów gazu w sieci, w dłuższym okresie

należy spodziewać się działań zmierzających do złagodzenia wymagań w zakresie jakości gazu w odniesieniu do sieci, instalacji gazowych i odbiorników gazu. Jednocześnie zmiany jakości gazu w sieci wymuszają wzrost stopnia opomiarowania sieci kalorymetrami i chromatografami procesowymi, a także rozwój nowoczesnych rozwiązań w zakresie softwarowej diagnostyki sieci gazowej, pozwalającej na śledzenie zmian jakości gazu w sieci.

Integracja LNG i gazu sieciowego

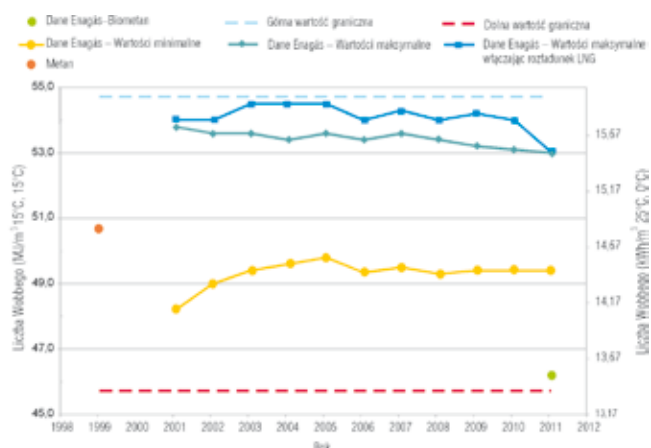
Pilotowy projekt ujednoczenia jakości gazu w UE [Marcogaz, 2014] zakłada specyfikację liczby Wobbego w zakresie 46–54 MJ/m³ [15°C, V (15°C)], co odpowiada 13,47–15,81 kWh/m³ [25°C, V (0°C)], natomiast podstawowy akt prawny, zawierający specyfikację jakości gazów ziemnych w Polsce, tj. rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 22 lipca 2010 r. Nr 133, poz. 891) określa zakres wartości liczby Wobbego dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E od 45,0 MJ/m³ do 54,0 MJ/m³.

Problematykę dostarczania skroplonego gazu ziemnego do sieci podejmowano w wielu pracach [m.in. Wood i Mokhatab, 2007 oraz Kavalov i in., 2009]. W pracy Wood i Mokhatab (2007) wskazano wyższą efektywność ekonomiczną procesów usuwania węglowodorów C2+ lub C3+ z mieszaniny skroplonego gazu ziemnego w porównaniu z domieszaniami gazu niepalnego, np. azotu, w przypadku zbyt wysokiej kaloryczności LNG. W raporcie Kavalov i in. [2009] porównano właściwości fizyczne gazu „przewodowego” w 12 krajach Europy oraz 13 krajach eksportujących LNG, przyjmując jako kryteria: liczbę Wobbego, ciepło spalania oraz gęstość względną gazu. Stwierdzono, że LNG charakteryzuje się wyższymi wartościami kaloryczności i liczby Wobbego w porównaniu z gazem ziemnym stosowanym ówczesnie w Europie. Podobne wnioski sformułowano w raporcie IGU [2011], w którym wskazano częstą potrzebę uzdatniania LNG przed wprowadzeniem do sieci.

Przykładem kraju, w którym system gazowniczy dostosowany jest do zasilania gazem ziemnym z wielu kierunków (i o różnym składzie) jest Hiszpania. W 2013 roku kraj ten importował gaz ziemny z 12 krajów: Algierii (51%), Francji (12%), krajów Zatoki Perskiej (12%), Nigerii (10%), Trynidadu i Tobago (6%), Norwegii (4%), Peru (4%) i innych (1%). Jednocześnie skroplony gaz ziemny miał 46-procentowy udział w rynku gazu w Hiszpanii, przy czym kraj ten był i nadal jest prawie całkowicie uzależniony od importu. Zakres dopuszczalnych wartości liczby Wobbego w punktach wejścia hiszpańskiego systemu gazowniczego wynosi 45,7–54,7 MJ/m³, co odpowiada wartościom 13,37–16,02 kWh/m³.

Dane dotyczące minimalnych i maksymalnych wartości liczby Wobbego w punktach wejścia hiszpańskiego systemu przesyłowego w latach 2001–2011 przedstawiono na rys. 3. Widoczne jest, że przez wiele lat obserwowane były stabilne wartości liczby Wobbego przy dostawach LNG, w pobliżu górnej granicy dopuszczalnego zakresu. Dla porównania: minimalna wartość liczby Wobbego, zarejestrowana w punktach wejścia systemu w 2011 roku dla biometanu wynosiła 13,47 kWh/m³. Zgodnie

Rys. 3. Jakość gazu ziemnego w punktach wejścia systemu przesyłowego w Hiszpanii w latach 2001–2011, wyrażona wartością liczby Wobbego (IGU WOC4, 2015)



z informacjami przedstawionymi przez operatora systemu przesyłowego Enagás, względne zmiany liczby Wobbego w krótkim okresie mogą wynosić 6%, jednak nie powodują one problemów w funkcjonowaniu odbiorników gazu.

Dostawy biometanu i wodoru do sieci

Wiele projektów demonstracyjnych, mających na celu wykazanie możliwości dostarczania gazu ze źródeł odnawialnych do sieci gazowej jest obecnie w fazie projektowania i eksploatacji w Europie i na świecie. Obejmują one rozproszone dostawy metanu produkowanego z biogazu [Bekkering i in. 2010; Smyth i in., 2011; Hengeveld i in., 2014] oraz z gazu syntezowego [Graf i Kolb, 2012; Rauch i in., 2014; De Saint Jean, 2014], a także dostawy wodoru [Gahleitner, 2013; Winkler-Goldstein i Rastetter, 2013; Garmsiri et al., 2014; Guandalini i in., 2015; Schiebahn i in., 2015]. Traktuje się je jako potencjalnie bardzo użyteczne, nowe punkty wejścia w systemie, pozwalające na dywersyfikację dostaw gazu, a także jako nowy sposób magazynowania energii odnawialnej. Według raportu końcowego projektu *Green Gas Grids* (Green Gas Grids, 2014) obecnie istnieje w Europie 201 instalacji zatłaczania biometanu do sieci, z których większość znajduje się w Niemczech (138), Holandii (23), Szwajcarii (15) oraz Szwecji (11). Liczba instalacji zatłaczających wodór do sieci gazowych [Grond i in., 2013] wynosiła 15 (przy 11 lokalizacjach w samych Niemczech).

Na tle ogółu instalacji produkujących biogaz, głównie na potrzeby skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w układach CHP, instalacje zatłaczające biometan do sieci gazowej nie są liczne. Według danych z 2015 z około 7500 instalacji biogazu w Niemczech zaledwie 151 instalacja dostarcza uzdatniony gaz do sieci. Odpowiednie liczby w przypadku Austrii wynoszą: 7 instalacji zatłaczających gaz do sieci przy ogółem 100 instalacjach produkujących biogaz. Ograniczenia w upowszechnieniu technologii wynikają przede wszystkim z kosztów związanych z potrzebą dodatkowego uzdatniania biogazu. Przed wprowadzeniem gazu do sieci należy oczyścić go z zanieczyszczeń: najpierw z cząstek stałych, kondensatów, siloksanów, merkaptanów itp., a następnie przeprowadza się kolejno: odsiarczanie gazu, osuszanie

Tabela 1. Typowe właściwości elektrolizerów: alkalicznych, PEM i SOE [Cudny, 2015]

Technologia	Jednostka	Alkaliczny	PEM	SOE
Stopień zaawansowania		Zaawansowane	Demonstracyjne	B+R
Temperatura ogniwa	°C	60–80	50–80	900–1000
Ciśnienie ogniwa	bar	<30	<30	<30
Gęstość prądu	A/cm ²	0,2–0,4	0,6–2	0,3–1
Napięcie w ogniwie	V	1,8–2,4	1,8–2,2	0,95–1,3
Gęstość mocy	W/cm ²	do 1	do 4,4	-
Sprawność napięciowa	%	62–82	67–82	81–86
Właściwe zapotrzebowanie na energię	kWh/m ³	4,5–7	4,5–7,5	2,5–3,5
Zakres obciążenia częściowego	%	20–40	0–10	-
Powierzchnia ogniwa	m ²	<4	<300	-
Produkcja wodoru	m ³ /h	<760	<30	-
Okres eksploatacji ogniwa	h	<90 000	<20 000	<40 000
Okres eksploatacji instalacji	lata	20–30	10–20	-
Czystość wodoru	%	>99,8	99,999	-
Czas rozruchu	min	15	<15	>60

nych i zatłaczanych do sieci gazowej jest łącznie 1000 m³/h biometanu. Dojrzałym rynkiem produkcji i zatłaczania biometanu do sieci gazowej w Europie jest rynek niemiecki, na którym obowiązuje obszerna lista standardów technicznych związanych z tą działalnością: DVGW G 260 (Jakość gazu), DVGW G 262 (Jakość gazów ze źródeł odnawialnych), DVGW G 685 (Pomiary rozliczeniowe gazu), DVGW G 265 (Instalacje do uzdatniania biogazu i wprowadzania do sieci), G 415 (Wytyczne do projektowania, budowy i eksploatacji gazociągów z biogazem), G 291 (Pytania i odpowiedzi dotyczące problemów technicznych zatłaczania biogazu do sieci).

Interesującym rozwiązaniem prowadzącym do zwiększenia udziału gazu ze źródeł odnawialnych jest produkcja wodoru w procesie elektrolizy z wykorzystaniem nadwyżek energii elek-

trycznej ze źródeł odnawialnych (fot. 1). Stosowane mogą być elektrolizery alkaliczne, z polimerową membraną wymiany protonów oraz stałotlenkowe. Poziomy gotowości ww. technologii są różne, a ich krótką charakterystykę podano w tabeli 1. Dane techniczne przykładowego elektrolizera, dostępnego na rynku, przedstawiono w tabeli 2.

Należy podkreślić, iż zatłaczanie wodoru do sieci niesie wiele pytań związanych z wrażliwością poszczególnych elementów systemu na podwyższone stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym [Melaini i in., 2013]. Generalnie, dopuszczalna

Tabela 2. Parametry serii elektrolizerów HySTAT™ [Hydrogenics, 2015]

Model	HySTAT 10–10	HySTAT 15–10	HySTAT 30–10	HySTAT 45–10	HySTAT(60–10)
Ciśnienie nominalne				11 bar	
Nominalny przepływ wodoru	10 m ³ /h	15 m ³ /h	30 m ³ /h	45 m ³ /h	60 m ³ /h
Liczba stosów paliwowych	1	1	2	3	4
Zakres obciążenia (przepływ wodoru)	40–100% (25–100% opcjonalnie)				
Czystość wodoru (przed HPS*)	99,9%; O ₂ < 1,000 ppm				
Czystość wodoru (po HPS)	99,998% (99,999% opcjonalnie); O ₂ < 2 ppm; N ₂ < 12 ppm; atm. Punkt rosy: -60°C (opcjonalnie -75°C)				
Zużycie prądu zmiennego (wszystkie elementy)	5,4 kWh/m ³ – przy pełnej mocy		5,2 kWh/m ³ – przy pełnej mocy		
Napięcie	3 x 400 VAC ± 3% (3 x 480 lub 575 VAC ± 3% opcjonalnie)				
Częstotliwość	50 Hz ± 3% / 60 Hz ± 3% (opcjonalnie)				
Zainstalowana moc	100 + 35 kVA	120 + 35 kVA	240 + 35 kVA	120 + 240 + 35 kVA	2 x 240 + 35 kVA
Zużycie wody bieżącej	1,5–2 l/m ³ H ₂				
Elektrolit	H ₂ O + 30% KOH				
Ilość elektrolitu	220 l	240 l	360 l	480 l	610 l
Zakres temperatury zewnętrznej	od -20°C do +40°C (od -40°C do +50°C opcjonalnie)				
Wymiary	6,10 m x 2,44 m x 2,90 m (+1,60 m z chłodnicą powietrzną)				
Masa	około 16 ton				

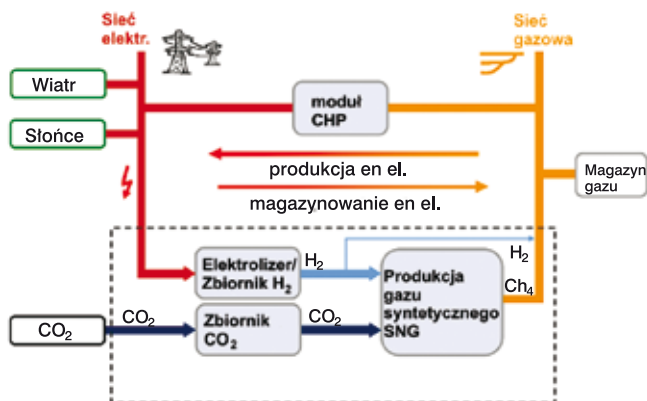
* HydrogenPurification System (HPS) – system dodatkowego oczyszczania wodoru.



Fot. 1. Instalacja elektrolizerów w Falkenhagen, Niemcy (źr. E.ON).

ilość wodoru w sieci gazowej powinna być określana indywidualnie, biorąc pod uwagę strukturę sieci, skład gazu ziemnego, strumień gazu, wyposażenie odbiorców w urządzenia gazowe. Jednakże poszczególne kraje starają się uogólnić wytyczne w tym zakresie. Na przykład dopuszczalne stężenie wodoru w gazie ziemnym w sieci przesyłowej w Holandii wynosi 2% (obj.) [Grond i in., 2013], natomiast analogiczna wartość podana w standardzie technicznym DVGW G 262 dla rynku niemieckiego wynosi 5%. Niemieckie stowarzyszenie inżynierów branży gazowniczej i wodociągowej (DVGW) zleciło partnerom w przemyśle i w ośrodkach naukowych przeprowadzenie ba-

Rys. 4. Ideowy schemat procesu metanizacji wodoru w technologii Power-To-Gas



dań w celu określenia maksymalnego dopuszczalnego stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w poszczególnych elementach systemu gazowniczego. W raporcie końcowym [Muller-Syring i in., 2012] określono pięć obszarów funkcjonalnych łańcucha dostaw gazu: a) transport, b) magazynowanie, c) pomiar i regulacja, d) dystrybucja gazu i e) użytkowanie, które obejmowały 30 procesów biznesowych. Dla każdego procesu zidentyfikowano dopuszczalne ilości wodoru, podane za pomocą trzech progów, w których: a) mieszanie wodoru jest nieszkodliwe, b) wymagana jest adaptacja technologiczna bądź administracyjna i c) prace badawczo-rozwojowe są nadal potrzebne.

Na przykład w odniesieniu do procesów związanych z transportem gazu zawartości wodoru w mieszaninie z gazem

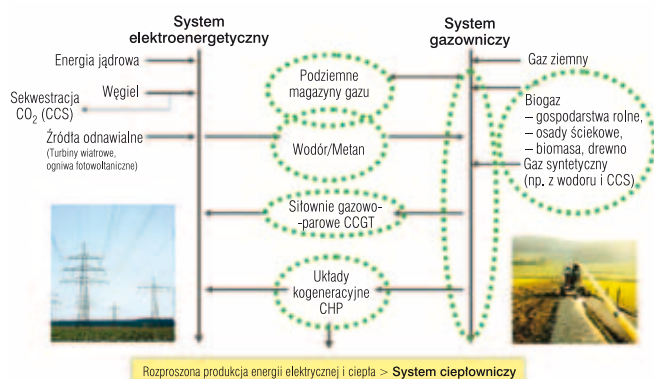
ziemnym, uważane za „niekrytyczne”, zmieniały się od 50% dla materiału rurociągu, poprzez 20% w odniesieniu do pracy sprężarki, do 10% w odniesieniu do pracy turbiny gazowej. Oprócz turbin gazowych elementami, w których podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym niesie dodatkowe ryzyko, są: pojazdy CNG (problemy eksploatacyjne silnika i stalowych zbiorników na CNG), podziemne magazyny gazu (szczególnie w warstwach wodonośnych, ze względu na potencjalne oddziaływanie wodoru na strukturę geologiczną), a także urządzenia pomiarowe (algorytmy obliczeniowe przeliczników gazu oraz chromatografy procesowe niedostosowane do nowego składu mieszaniny węglowodorów). Ogólnie, ilość wodoru, który może być bezpiecznie dodany do gazu ziemnego, w dużym stopniu zależy od składu gazu w punkcie zatłaczania oraz od rodzaju urządzeń końcowych (odbiorników gazu) zainstalowanych w punktach wyjścia systemu (u odbiorców).

Konwergencja systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych

Interesującą koncepcją rozwiązania problemu ograniczeń ilości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym na potrzeby magazynowania energii odnawialnej w sieci gazowej jest wykorzystanie dwutlenku węgla do metanizacji wodoru. Rozważane są tutaj procesy metanogenezy biologicznej (przy udziale bakterii metanogennych) oraz proces Sabatiera (Reuter, 2013). Przy produkcji metanu z wodoru mógłby być wykorzystany dwutlenek węgla obecny w spalinach z turbin gazowych, pracujących w układach CHP lub CCGT w energetyce. Jednocześnie zwiększenie udziału gazowych układów kogeneracyjnych CHP, współpracujących z siecią ciepłowniczą, kosztem węglowych źródeł ciepła pozwoli na dalsze ograniczenie emisyjności w sektorze ciepłowniczym. Zarysowana w ten sposób koncepcja, abstrahując od wysokich nakładów inwestycyjnych, prowadziłaby jednocześnie do rozwiązania problemu niskiej akceptacji technologii CCS (wychwytywania i składowania CO₂), której rozwój i komercjalizacja napotyka silne bariery ze względu na problemy z akceptacją opinii publicznej.

Drugim, znacznie prostszym rozwiązaniem, prowadzącym również do integracji systemów elektroenergetycznego i gazowniczego, jest wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej w elektrycznych podgrzewaczach ciepłej wody użytkowej,

Rys. 5. Konwergencja systemu elektroenergetycznego, gazowniczego i ciepłowniczego



zasilanych do tej pory przede wszystkim ciepłem z kotłów gazowych. W okresie nadwyżek energii wiatrowej odpowiednio zaprogramowany sterownik wysyłałby informację o odcięciu zasilania podgrzewacza ciepłem z kotła gazowego i do podgrzewania wody wykorzystywana byłaby energia elektryczna produkowana ze źródeł odnawialnych.

Śledzenie zmian jakości gazu w sieci

Nowoczesne techniki śledzenia zmian jakości gazu w sieci oparte są na komputerowej symulacji sieci gazowych, korzystającej z modeli przepływu gazu w rurociągach, które zostały opracowane na podstawie praw fizycznych opisujących procesy przepływu [Osładacz, 1987], [Thorley i Tiley, 1987]. Modelowanie przepływu w gazociągu wymaga dwóch zbiorów danych wejściowych. Po pierwsze, znajomości topologii sieci w postaci macierzy incydencji węzłów i odcinków sieci oraz danych geometrycznych rurociągów (długość, średnica wewnętrzna, chropowatość), które muszą być uzyskane z systemu GIS. Po drugie, danych operacyjnych dotyczących parametrów dostaw w źródłach sieci, parametrów pracy elementów nieliniowych oraz zapotrzebowania na gaz odbiorców. Co do zasady, każdy punkt wejścia systemu może charakteryzować się inną wartością jakości (kaloryczności) gazu. Często istnieje możliwość identyfikacji fragmentów sieci posiadających stałą jakość gazu. W przypadku, gdy struktura sieci wyklucza możliwość segmentacji przy zastosowaniu jakości gazu jako kryterium bądź jakości gazu w danym fragmencie sieci ulega zmianom w czasie, stosowany jest algorytm symulacji dynamicznej. Istnieje wówczas możliwość śledzenia zmian wybranego parametru opisującego jakość gazu, na przykład ciepła spalania, w celu kontroli wymagań dotyczących jakości gazu we wszystkich punktach wyjścia systemu. Warunki brzegowe, tj. parametry gazu w punktach wejścia (ciśnienie, temperatura, skład gazu) i obciążenia w węzłach dostawy gazu uzyskuje się z danych pomiarowych lub prognoz dostępnych w systemie SCADA. Dzięki komputerowej symulacji sieci mogą być analizowane różne strategie prowadzenia ruchu sieci w celu zminimalizowania liczby przekroczeń parametrów dostawy gazu. Co więcej, wymagana jest mniejsza ilość sprzętu pomiarowego (przetworników ciśnienia i chromatografów) do zainstalowania na sieci. Zwykle możliwe jest śledzenie godzinowych zmian wartości ciepła spalania we wszystkich węzłach dostawy gazu, a obliczone wyniki mogą być stosowane do celów rozliczeniowych po uzyskaniu oficjalnej zgody administracji miar.

Symulacja przepływu w rurociągu wymaga dokładnej znajomości właściwości termodynamicznych mieszanin gazu ziemnego. Kilka różnych równań stanu, w tym Soave-Redlich-Kwong (SRK), Peng-Robinson, Benedict-Webb-Rubin (BWR), Benedict-Webb-Rubin-Starling (BWR), AGA-8, GERG-88, GERG-2004, GERG-2008 może być stosowanych do opisu parametrów stanu w gazownictwie. Wrażliwość modelu przepływu w gazociągu na wybór równania stanu badano dla równań SRK, BWR, AGA-8 i GERG-88, przy wartościach ciśnienia roboczego w gazociągach do 8,4 MPa [Chaczykowski, 2009]. Wyniki analizy pokazały, że rodzaj zastosowanego równania stanu nie wpływa w znaczący sposób na parametry przepływu i wartości akumulacji gazu. Analizę wrażliwości modelu prze-

plywu na wybór równania stanu dla rurociągów podmorskich o ciśnieniu na wejściu z zakresu 18–20 MPa zaprezentowano niedawno w artykule [Helgaker i in., 2014]. Rozpatrywane były równania SRK, Peng-Robinson, BWR, GERG-88 i GERG-2004. Wybór różnych równań stanu powodował widoczne odchyłki obliczonej wartości ciśnienia na wejściu rurociągu. Przyjmując niedawno opracowany model GERG-2004 jako równanie referencyjne, różnica obliczonej wartości ciśnienia na wejściu pomiędzy GERG-2004 a skalibrowanym BWR wynosiła około 0,1 MPa. Ponieważ rozwiązanie równania GERG-2004 z punktu widzenia zastosowań praktycznych jest dość wymagające w sensie nakładu obliczeniowego (z uwagi na to, że jest ono równaniem jawnym ze względu na energię swobodną Helmholtza, z gęstością i temperaturą jako zmiennymi niezależnymi), nadal do obliczeń współczynnika ściśliwości gazu ziemnego w przemyśle powszechnie używane są wirtualne równania stanu (AGA-8 i GERG 88). Jednakże, gdy w mieszaninie węglowodorów pojawiają się nietypowe składniki, na przykład o niskiej wartości opałowej, wysokie frakcje wodoru bądź gdy mamy do czynienia z mieszaniną dwuskładnikową wodoru i węglowodoru, należy stosować bardziej dokładne modele opisu stanu gazu. Równanie GERG-2004 [Kunz i Wagner, 2008] zostało opracowane w celu dokładnego opisu stanu gazów ziemnych składających się z wysokich frakcji dwutlenku węgla, azotu, wodoru, etanu i wyższych alkanów. Jedyną różnicą pomiędzy modelami GERG-2004 i GERG-2008 jest to, że GERG-2008 zawiera składniki, które nie zostały uwzględnione w GERG-2004, a mianowicie: n-nonan, n-dekan i siarkowodór. W odniesieniu do mieszanin gazów ziemnych i wodoru, porównanie równań GERG-2004 i Soave-Redlich-Kwong (PSRK) do symulacji nieizotermicznego przepływu w rurociągu zostało przeprowadzone w pracy [Uilhoorn, 2013]. Różnice w obliczonych wartościach ciśnienia i temperatury na końcu gazociągu pomiędzy GERG-2004 a PSRK wynosiły odpowiednio 0,1 MPa i 1°C.

Problem śledzenia zmian jakości gazu w stanach ustalonych analizował van der Hoeven [1998]. Model przepływu zastosowany do symulacji statycznej zawierał strumień w jednostkach energii (a nie w jednostkach objętości). Ponadto, uwzględniono procesy mieszania gazów w węzłach sieci, dla których parametry jakościowe mieszaniny były wyznaczone jako średnia ważona strumieni dopływających do węzła. Pobory gazu w sieci były również zadawane w jednostkach energii. Na pierwszy rzut oka symulacja procesu mieszania strumieni gazów o różnym składzie wydawała się niezbyt trudnym zadaniem, ale napotkano pewne problemy ze zbieżnością rozwiązań [van der Hoeven, 2004]. Najnowsze badania naukowe dotyczące śledzenia zmian jakości gazu w stanach ustalonych można znaleźć w pracach [Schley i in., 2011], [Osładacz i Chaczykowski, 2011] oraz [Abeysekera i in., 2014]. Wcześniejsze z wymienionych prac wykorzystują strumień objętości gazu jako daną wejściową o poborach gazu, natomiast w późniejszym badaniu wykorzystano dane w jednostkach energii jako dane wejściowe symulatora.

Potrzeba stosowania dynamicznej symulacji sieci gazowej pojawia się wtedy, gdy parametry charakteryzujące źródło gazu oraz zapotrzebowanie na gaz w węzłach dostawy są funkcją czasu, a z drugiej strony, gdy wymiary geometryczne sieci oraz wartości ciśnienia roboczego gazociągów pozwalają na

akumulację gazu w systemie. W przeciwieństwie do symulacji w stanach ustalonych, która jest opisana układem równań algebraicznych (ogólnie nieliniowych), symulacja dynamiczna wymaga numerycznego rozwiązania zagadnienia granicznego dla układu równań różniczkowych cząstkowych. Śledzenie zmian jakości gazu w systemie w stanach nieustalonych jest określone jako problem szacowania parametrów jakościowych gazu, który porusza się z lokalnymi prędkościami przepływu w odcinkach sieci oraz ulega mieszanii według określonej reguły (udziałów masowych albo molowych) w węzłach sieci. Model matematyczny przepływu jest modelem jednowymiarowego przepływu gazu, uzupełnionym o równanie opisujące adwekcyjny transport masy w rurociągu [Ryan i in., 1986; Hager i in., 2012].

Należy jednak podkreślić, że wymagane do symulacji dynamicznej dane, dotyczące pomiarów ciśnienia i temperatury w źródłach, w czasie rzeczywistym, a także dane pomiarowe czasu rzeczywistego zawierające pobory gazu w sieci, dostępne są głównie dla sieci przesyłowych wysokiego ciśnienia. W przypadku sieci dystrybucyjnych liczba danych pomiarowych dotyczących zużycia gazu, dostępnych on-line jest ograniczona, co powoduje konieczność oszacowania ich wartości godzinowych

na podstawie rocznych lub kwartalnych odczytów [Osiadacz i in., 2012]. Zastosowanie standardowych profili obciążenia jest jednym z możliwych rozwiązań [Schley, 2011].

* * *

Dążenie do niskoemisyjnych systemów energetycznych prowadzi do konwergencji systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych. Synergia dotyczy różnych ogniw łańcucha gazowego, zarówno transportu i dystrybucji gazu (magazynowanie energii odnawialnej, utylizacja wychwytywanego CO₂), jak i użytkowania gazu (CHP, integracja z systemem ciepłowniczym). W krajach wysoko rozwiniętych obserwowana jest stopniowa integracja operatorów systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych, a pojawienie się na polskim rynku operatorów multimedialnych w ślad za multimedialnymi spółkami obrotu energią jest – zdaniem autorów – wyłącznie kwestią czasu.

Maciej Chaczykowski, Andrzej Osiadacz

Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska.

Literatura

Bekkering J., Broekhuis A.A., van Gemert W.J.T. (2010), Optimisation of a green gas supply chain – A review, *Bioresource Technology* 101, 450–456.

Chaczykowski M. (2009), Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state, *Chemical Engineering Research and Design* 87: 1596–1603.

Cudny M. (2015), *Technologie power to gas, praca dyplomowa magisterska*, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska.

De Saint Jean M., Baurens P., Bouallou C. (2014), Parametric study of an efficient renewable power-to-substitute-natural-gas process including high-temperature steam electrolysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 39(30) 17024–39.

Gahleitner G. (2013), Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *Int J Hydrogen Energy* 38(5):2039–61.

Garmsiri S., Rosen M.A., Smith G. R. (2014) Integration of Wind Energy, Hydrogen and Natural Gas Pipeline Systems to Meet Community and Transportation Energy Needs: A Parametric Study, *Sustainability* 6(5), 2506–26.

Graf F., Kolb T. (2012), Injection of gases from renewable sources into the gas grid in Germany – potentials and limits, in *Proceedings of the 25th World Gas Conference, WGC 2012 Kuala Lumpur, Volume 2, Pages 996–1012.*

Grond L., Schulze P., Holstein J. (2013), Systems analyses Power to Gas: A technology review, TKI Gas project TKIG01038, <www.dnv.com/resources/position_papers/exploring-power-to-gas-future-dutch-energy-system.asp> [dostęp:marzec 2015].

Guandalini G., Campanari S., Romano M.C. (2015), Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment, *Applied Energy* 147 (2015) 117–130.

Hager T., Bentaleb A., Wehrmann E.A. (2012), Simulation System with Calorific Value Tracking for Gas Distribution Grids with an Incomplete Measurement Infrastructure, in: *Proceedings of the XX IMEKO World Congress, Busan.*

Helgaker J.F., Oosterkamp, Langelandsvik L.J., Ytrehus T. (2014), Validation of 1D flow model for high pressure offshore natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 16 pp. 44–56.

Hengeveld E.J., van Gemert W.J.T., Bekkering J., Broekhuis A.A. (2014), When does decentralized production of biogas and centralized upgrading and injection into the natural gas grid make sense? *Biomass and Bioenergy*, Volume 67, August 2014, Pages 363–371.

Hydrogenics (2015) *Materiały z www.hydrogenics.com*

IGU (2011) *Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality*, International Gas Union, August 2011.

IGU WOC4 (2015) *International Gas Union Working Committee 4 Distribution, Committee report.*

Jenei A. (2014), Changing European gas markets and the unconventional gas potential, w materiałach: *Gas Transport and Storage Forum, Berlin.*

Kavalov B., Petrić H., Georgakaki A. (2009), Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Luxembourg.

Kunz O., Wagner W. (2012), The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: An Expansion of GERG-2004, *J. Chem. Eng. Data*, 57 (11) 3032–91.

Marcogaz (2014), EU Gas Quality Harmonisation Implementation Pilot Project, <http://gqpilot.dgc.eu/> [dostęp:wrzesień 2015].

Melaina M. W., Antonia O. and Penev M. (2013), Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues Technical Report NREL/TP-5600-51995, National Renewable Energy Laboratory.

Müller-Syring G., Henel M., Köppel W., Mlaker H., Sterner M., Höcher T. (2013), Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10.

Osiadacz A.J. (1987), *Simulation and analysis of gas networks*. E. & FN. Spon Ltd., London.

Osiadacz A.J., Chaczykowski M. (2011), *Metody określania energii zawartej w gazie ziemnym – symulacja rozprzysku energii w krajowej sieci przesyłowej*, w materiałach VI konferencji TOP-Gaz, Rogów.

Osiadacz A. J., Chaczykowski M., Kotyński Ł., Zwiewka T. (2012), *Symulacja statyczna sieci gazowej miasta Chelmsa, w materiałach XV jubileuszowej konferencji GAZTERM 2012, 14–16 maja 2012 r., Międzyzdroje.*

Rauch R., Hrbek J., Hofbauer H. (2014), Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* Volume 3, Issue 4, July/August 2014, Pages 343–362.

Reuter M. (2013), Power to Gas: Microbial Methanation, a Flexible and Highly Efficient Method; Microb Energy GmbH; Viessmann; w materiałach: Group Exhibit Hydrogen + Fuel Cells, Hannover Messe.

Ryan M.J., Mailloux R.L. (1986), Methods for performing composition tracking for pipeline networks, in: *Proceedings of the PSIG Annual Meeting, New Orleans, LA.*

Schiebahn S., Grube T., Robinius M., Tietze V., Kumar B., Stolten D. (2015), Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany, *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12) 4285–94.

Schley P., Schenk J., Hielscher A. (2011), Gas Quality Tracking in Distribution Grids, in: *Proceedings of the International Gas Research Conference, Seoul.*

Smyth B.M., Smyth H., Murphy J.D. (2011), Determining the regional potential for a grass biomethane industry, *Applied Energy*, 88 (6) , pp. 2037–49.

Thorley A.R.D., Tiley C.H. (1987), Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines—a review of theoretical and some experimental studies, *International Journal of Heat and Fluid Flow* 8 (1), pp. 3–15.

Uilhoorn F.E. (2009), Dynamic behaviour of non-isothermal compressible natural gases mixed with hydrogen in pipelines, *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (16), pp. 6722–29.

Uilhoorn F.E. (2013), A Comparison Between PSRK and GERG-2004 Equation of State for Simulation of Non-Isothermal Compressible Natural Gases Mixed with Hydrogen in Pipelines, *Archives of Mining Sciences* 58(2) 579–590.

Van der Hoeven T. (1998), Gas Quality Control in Simulation, in: *Proceedings of the PSIG 20th Annual Meeting, Denver, CO.*

Van der Hoeven T. (2004), Math in Gas and the art of linearization, *Energy Delta Institute, Groningen.*

Winkler-Goldstein R., Rastetter A. (2013), Power to Gas: The Final Breakthrough for the Hydrogen Economy? *Green*, Volume 3, Issue 1, Pages 69–78.

Wood D., Mokhtab S. (2007), Natural gas interchangeability in focus as sources of LNG widen, *LNG journal*, Feb. 2007, 14–18.

Kiedy polietylen opanuje wysokie ciśnienie?

Andrzej Pusz

Odpowiedź na tak postawione pytanie otwiera temat związany z systemem rurociągów jako układem z wieloma uwarunkowaniami formalnymi, technologicznymi, konstrukcyjnymi i materiałowymi.

O ile nic nie stoi na przeszkodzie w dobie dzisiejszych możliwości materiałowych i technologicznych, aby wytworzyć przewód rurowy o odpowiedniej wytrzymałości z materiału polimerowego, to pojawia się problem nie tylko pozostałych elementów systemu, ale również zapisów formalnoprawnych i działań eksploatacyjnych.

Można wyróżnić następujące zagadnienia, które należy uwzględnić podczas analizy możliwości wprowadzenia gazociągów z materiałów polimerowych:

- projektowanie,
- realizację – z wykorzystaniem różnych materiałów, urządzeń i technologii,
- eksploatację.

Jednoznaczny i niebudzący wątpliwości proces oceny np. materiałów i technologii możliwy jest tylko pod warunkiem posiadania spójnego systemu formalnoprawnego. Luki w takim systemie skutkują niejednoznacznościami i indywidualnymi interpretacjami prawa, co w przypadku systemów stwarzających zagrożenie dla zdrowia lub życia osób trzecich jest niedopuszczalne.

Obecny stan prawny i technologiczny umożliwia budowę i eksploatację gazociągów z PE do 1,0 MPa. Podniesienie ciśnienia do 1,6 MPa (PN-EN 12007-2) możliwe jest obecnie tylko w przypadku gazociągu eksperymentalnego.

Przewody rurowe

Przyjmując za punkt wyjścia polietylen, należy wziąć pod uwagę jego obecne i przyszłe – w perspektywie kilkudziesięciu lat – możliwości.

Z analizy warunków wytrzymałościowych wynika, że rura szeregu wymiarowego SDR 7.4, wykonana z PE 100, jest zdolna do przeniesienia ciśnienia MOP (przy współczynniku bezpieczeństwa równym 2).

$MOP = 20 \text{ MRS} / C * (SDR - 1)$, czyli 1,56 MPa gdzie MRS oznacza minimalną żądaną wytrzymałość.

Dalsze podniesienie ciśnienia możliwe jest pod następującymi warunkami:

- przyjęcia krótszej niż 50 lat trwałości gazociągu,
- uznania, że temperatura pracy (gruntu) jest niższa niż 20°C, np. 15 lub nawet 10°C.
- wprowadzenia do obrotu polietyleny PE 125.

Szczególnie drugi postulat wart jest rozpatrzenia, gdyż Polska leży w korzystnej z tego punktu widzenia strefie klimatycznej. Posługując się wykresami lub formułami matematycznymi

(PN-EN ISO 15494, PN-EN-ISO 9080), można wyliczyć dopuszczalny MOP. Zakładając trwałość 50 lat i temperaturę pracy ciągłej gazociągu (gruntu) 10°C, MRS wynosi ok. 12 MPa (PN-EN ISO 15494). Przy tych założeniach MOP będzie wynosił 1,875 MPa, co jest już w zakresie wysokiego ciśnienia. Założenie temperatury 10°C ma uzasadnienie z uwagi na głębokość ułożenia gazociągów, większą niż dla gazociągów średniego ciśnienia.

Dalsze podniesienie ciśnienia będzie możliwe pod warunkiem wprowadzenia do obrotu PE 125 i wtedy możliwe jest osiągnięcie MOP wynoszącego 1,95 MPa dla temperatury 20°C i 2,3 MPa dla 10°C.

W świetle postawionego w tytule pytania można uznać, że jest to kres możliwości PE w najbliższej perspektywie (20, 30 lat).

Odpowiedź na pytanie o możliwość opanowania przez materiały polimerowe wysokiego ciśnienia jest bardziej optymistyczna. Obecnie znane i stosowane są systemy z materiałów polimerowych o znacznie wyższych parametrach. Do takich materiałów należy PA12 (Vestamid). Legitymując się MRS równym 18 MPa, daje MOP równy 28 MPa dla rury SDR 6.4 lub 22,5 MPa dla rury SDR 9, co stanowi interesującą propozycję na rurociągi wysokiego ciśnienia. Obecnie systemy takie budowane są i eksploatowane w kilku krajach świata. Niewątpliwą zaletą tego systemu jest stosowanie znanych technologii i maszyn do zgrzewania doczołowego i elektrooporowego oraz narzędzi jak dla PE.

Osobne zagadnienie stanowią systemy z materiałów kompozytowych. W tym obszarze możliwe jest wytwarzanie rur i np. zbiorników na najwyższe ciśnienia. Jednym z najprostszyc rozwiązań jest stosowanie rur o ściankach wzmocnionych włóknem, przy czym może być ono z materiału polimerowego, szkła lub metalicznego. Najbardziej opanowana jest technologia wzmocniania ścianki włóknami PE lub PP orientowanymi. W wielu przypadkach modyfikuje się parametry procesu w sposób świadomy – w celu osiągnięcia określonej anizotropii. Przykładem może być formowanie włókien z PE-HD (polietylen dużej gęstości, z orientacją struktury osiągających moduł porównywalny z modułem włókien szklanych lub stali. Wzmocnienie splotem krzyżowym pozwala podnieść ciśnienie MOP do 1,6 MPa. Istotnym problemem są jednak odpowiednio wytrzymałe kształtki.

Projektowanie

Projektowanie gazociągów wysokiego ciśnienia z materiałów polimerowych wymaga znajomości zagadnień wytrzymałości materiałów lepkosprężystych. Stanowi to istotnie odmienne podejście do zagadnień wytrzymałościowych, chociaż formuły matematyczne pozostają takie same. Stosowanie hipotezy HMM (hipoteza Hubera-Misesa-Hencky'ego – hipoteza energii właściwej odkształcenia

postaciowego) jest w pełni uzasadnione i wzory redukcyjne mają taką samą postać. Istotne różnice dotyczą pojęcia wytrzymałości i odkształcalności. Dopuszczalnym zakresem pracy dla tworzyw termoplastycznych jest tylko granica plastyczności, gdyż zjawisko umocnienia nie występuje i przekroczenie R_e wiąże się z utratą stateczności i rozpoczyna proces płynięcia na zimno, co praktycznie eliminuje przewód rurowy z eksploatacji.

Dyskusyjną sprawą jest również wartość SDR rury, gdyż wzór Kessela może stracić swój zakres dla powłok cylindrycznych osiowo-symetrycznych o takiej grubości ścianki. Ma to szczególne znaczenie dla oceny stanu granicznego powłoki, gdyż na skutek technologii wytłaczania na wewnętrznej ściance rury obecne są naprężenia obwodowe rozciągające. Sumują się one z naprężeniami wynikającymi z działania ciśnienia gazu, co może doprowadzić do rozpoczęcia procesu wolnej propagacji pęknięć na wewnętrznej ściance rury. Co prawda, naprężenia wewnętrzne maleją wraz z upływem czasu (zjawisko relaksacji), lecz są obecne nawet w rurach składowanych przez kilka miesięcy. Zagadnienie wolnej i szybkiej propagacji pęknięcia nabiera szczególnego znaczenia podczas prób ciśnieniowych. Stosowanie procedur, nomenklatury i zasad, np. pojęcie wytrzymałości i szczelności, nie może być przeniesione z gazociągów stalowych i wymaga całkowicie odmiennego podejścia, np. takiego jak dla gazociągów średniego ciśnienia.

Realizacja

Zasady budowy gazociągów wysokiego ciśnienia z tworzyw termoplastycznych w niewielkim stopniu różnią się od zasad obowiązujących dla gazociągów średniego ciśnienia. Konieczność stosowania podsypki i zasady zagęszczania obsypki są identyczne. Istotne różnice dotyczą prób ciśnieniowych. Jak wspomniano, procedury przeprowadzania próby ciśnieniowej nie są takie jak dla gazociągów stalowych i wymagają uwzględnienia zależności temperatura–naprężenia–czas dla tworzywa przewodu rurowego. Stawia to w zupełnie innym świetle obecne zasady przeprowadzania prób ciśnieniowych dla gazociągów stalowych wysokiego ciśnienia. Należy sprecyzować, co znaczy próba wytrzymałości dla rurociągu z materiału polimerowego. Możliwym rozwiązaniem może być na przykład przyjęcie współczynnika bezpieczeństwa w czasie próby ciśnieniowej 1.0, z uwzględnieniem temperatury rury i czasu trwania próby.

Eksploatacja

Sytuacja znacznie się komplikuje, kiedy gazociąg wchodzi w fazę eksploatacji. Odpowiednie służby muszą mieć świadomość istotnej różnicy w obsłudze systemu stalowego i z materiałów polimerowych. Optymistyczne założenia o całkowitej bezawaryjności systemu z tworzyw sztucznych jest bezpodstawne, gdyż praktyka wskazuje, że przypadki nieświadomego uszkodzenia rury przewodowej były, są i będą.

Przewody rurowe tworzywowe są niewspółmiernie bardziej podatne na uszkodzenia mechaniczne niż rury stalowe. Obecnie zagadnienie to nabrało szczególnego znaczenia w świetle technik bezwykopowych. Wprowadzenie nowych rozwiązań materiałowych i technologicznych pozwoliło na znaczne ograniczenie skutków zarysowania powierzchni rury i związanej z tym wolną propagację pęknięć. Zjawisko to dotyczy wszystkich materiałów polimerowych,

jednak w skali zależnej od tworzywa. Są materiały, które wykazują większą odporność na wolną propagację pęknięć niż inne. PE należy do materiałów szczególnie podatnych na to zjawisko.

Sytuacją skrajnie niebezpieczną i trudną jest zapalenie się gazu wypływającego z miejsca uszkodzenia. Materiały polimerowe możliwe do stosowania – jednorodne lub kompozytowe – charakteryzują się indeksem tlenowym (IO) poniżej 23, co kwalifikuje je jako dobrze palne. Należy pamiętać, że ich struktura wewnętrzna to atomy węgla i wodoru, co w kontakcie z tlenem zawartym w powietrzu i przy odpowiedniej temperaturze skutkuje zapaleniem. Proces ten można opóźnić, ale nie można go uniknąć.

Wszystkie materiały polimerowe są dobrymi dielektrykami i wykazują zdolność do generowania ładunku elektrycznego podczas kontaktu z innym materiałem. Na ogół ładunek jest dodatni, a jego wartość zależy od warunków tarcia. Podczas przepływu gazu przewodem rurowym z tworzywa na jego wewnętrznej ściance pojawia się ładunek elektryczny o znacznej wartości. Znane są przypadki przebicia elektrycznego rury z PE o grubości ścianki 8,2 mm. Zjawisko to jest tym bardziej złożone, że podobnie jak funkcjonuje wytrzymałość długotrwała mechaniczna, tak występuje również długotrwała wytrzymałość elektryczna. Dla tworzyw jest ona kilka razy mniejsza od wytrzymałości elektrycznej doraźnej. Sytuacja taka nie ma większego znaczenia, kiedy warunki eksploatacji są normalne.

W warunkach awarii mamy do czynienia ze znacznymi ładunkami zgromadzonymi na zewnętrznej i wewnętrznej powierzchni rury. Zagadnienie to zostało wyraźnie wyartykułowane w normie PN-EN 12007-2 i dlatego wszelkie prace eksploatacyjne w takich warunkach wymagają wyjątkowej ostrożności i ścisłego przestrzegania procedur prac gazoniebezpiecznych. Tym bardziej że dotyczy to wysokiego ciśnienia, które samo w sobie stanowi duże zagrożenie. Należy również rozważyć możliwość stosowania narzędzi i urządzeń służących do prac na rurociągach stalowych. Proste przeniesienie konstrukcji nie zawsze będzie możliwe – ze względu na różnice w odkształcalności i wytrzymałości PE lub PA i stali. Także rury na osnowie kompozytów termoplastycznych wymagają indywidualnego podejścia.

* * *

Z przedstawionych rozważań wynika, że przyjmując określone założenia, już dzisiaj mogą być budowane gazociągi wysokiego ciśnienia z polietylenu. Jest to, co prawda, pogranicze z ciśnieniem podwyższonym średnim, ale formalnie obejmuje już zakres powyżej 1,6 MPa. Po wprowadzeniu na rynek PA (poliamid) sytuacja staje się bardziej korzystna. Ograniczeniem jest obecnie średnica 160 mm, ale postęp w tej dziedzinie będzie z pewnością bardziej dynamiczny niż wprowadzenie PE 125. Istotnym ograniczeniem jednak będzie system prawny i obszar eksploatacji. Obowiązujące obecnie prawo nie stworzyło alternatywy dla PE, a postęp inżynierii materiałowej i technologii przetwórstwa wykazał możliwość aplikacji innych polimerów lub kompozytów na bazie polimerów termoplastycznych. Z tego punktu widzenia perspektywa kilkunastu lat do wprowadzenia tworzyw do gazociągów wysokiego ciśnienia jest realna.

Literatura

Materiały firmowe: Gerodur, Evonik, Egeplast.

Normy: PN-EN 12007, PN-EN 1555, PN EN ISO 9080, PN-EN ISO 15494.

Dr hab. inż. Andrzej Pusz, prof. nadzw. Politechniki Śląskiej, Katedra Mechaniki Stosowanej.

Techniki diagnostyczne i metody pomiarowe

stosowane w ochronie katodowej podziemnych stalowych gazociągów

Tomasz Minor

Od chwili ułożenia stalowych gazociągów w ziemi, powłoki, którymi są pokryte, ulegają defektom, co stanowi zagrożenie dla odsłoniętych powierzchni stali w miejscach defektów powłoki. Uzupelnieniem ochrony biernej jest ochrona czynna poprzez zastosowanie ochrony katodowej. Połączenie to stanowi niejednokrotnie problem w zdiagnozowaniu stanu technicznego gazociągu. Kluczowym problemem dla operatora jest dobór odpowiedniej metody pomiarowej i techniki diagnostycznej w celu zbadania gazociągu.

Na wstępie należy zaznaczyć, że każdy badany obiekt jest inny i trzeba go oceniać w sposób indywidualny. Przed przystąpieniem do pomiarów należy dokładnie zapoznać się z obiektem, zastosowaną izolacją, można wykonać badania próbne, tak aby wybrać odpowiednią technikę diagnostyczną i metodę pomiarową.

Zagrożenia korozyjne oddziałujące na stalowy podziemny gazociąg

Wśród zagrożeń korozyjnych, na jakie narażone są podziemne stalowe gazociągi, możemy wyróżnić zarówno zależne od człowieka, jak i zależne od warunków naturalnych oraz miejsc, w jakich są ułożone.

Do zagrożeń naturalnych zaliczamy:

- mikro- i makroogniwa korozyjne,
- korozję mikrobiologiczną,
- prądy błędzące telluryczne.

Zagrożenia wynikające z ingerencji człowieka:

- prądy błędzące stałe, pochodzące od trakcji elektrycznej,
- prądy błędzące przemienne, pochodzące od linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia.

■ Prądy błędzące telluryczne

Prądy telluryczne są to prądy naturalne płynące w ziemi, powstałe na skutek zmian ziemskiego pola magnetycznego, wywołanych wskutek koronalnych wyrzutów masy ze Słońca, powstających podczas burz słonecznych. Prądy te mogą płynąć również w podziemnych konstrukcjach stalowych, m.in. w rurociągach. Oddziaływanie prądów tellurycznych może mieć również negatywny wpływ na działanie systemów ochrony katodowej.

■ Prądy błędzące stałe

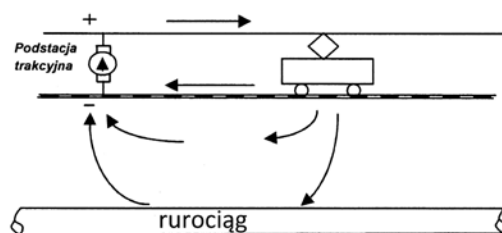
Prądy błędzące stałe dzielimy na pochodzące z:

- systemów przesyłowych prądu stałego,
- systemu ochrony katodowej,
- trakcji elektrycznych kolejowych, trolejbusowych czy metra,

- instalacji przemysłowych prądu stałego,
- systemów łączności prądu stałego,

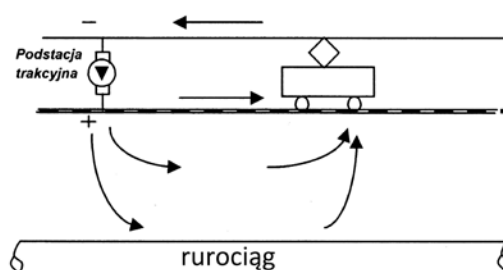
Około 10% prądów błędzących pochodzących z trakcji elektrycznych płynie ziemią. Wypływ prądów z trakcji do ziemi może być spowodowany złą izolacją torów od podłoża. Rozróżniamy dwa układy sieci trakcyjnych. Pierwszy z nich, najczęściej stosowany, to układ, w którym „+” jest podany na sieć trakcyjną, a „-” na szynę (rys. 1.).

Rys.1. Schemat przepływu prądu trakcyjnego przez ziemię i rurociąg [4]



W drugim przypadku biegun „+” podany jest na szynę, a ujemny na sieć trakcyjną (rys. 2.). Jest to rozwiązanie mniej korzystne z punktu widzenia ochrony katodowej.

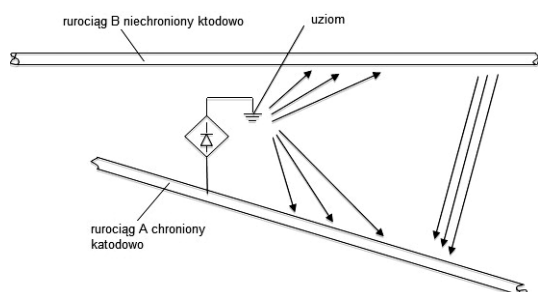
Rys. 2. Schemat przepływu prądu trakcyjnego przez ziemię i rurociąg



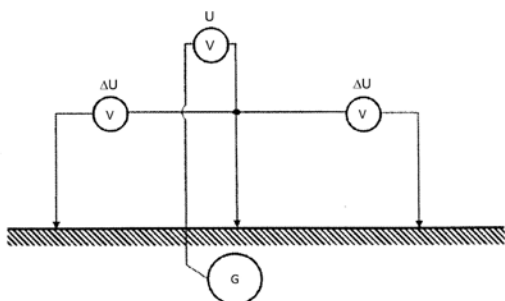
W pierwszym przypadku powstałą strefę anodową można wyeliminować, stosując w tym miejscu drenaż polaryzowany, zaś w drugim przypadku strefa anodowa przesuwa się wraz z poruszającym się np. elektrowozem. W tym przypadku należałoby drenaże zamontować w wielu miejscach na długości gazociągu.

W niektórych przypadkach prądy ochrony katodowej również możemy potraktować jako prądy błędzące. Do takiej sytuacji może dojść w przypadku dwóch gazociągów ułożonych blisko siebie lub krzyżujących się oraz gdy jeden z gazociągów posiada system ochrony katodowej, a drugi nie (rys. 3.) [4].

Rys. 3. Prąd ochrony katodowej jako prąd błędzący [4]



Rys. 4. Metoda intensywna trzelektrodowa [3]



■ Prądy błędzące przemienne, pochodzące od linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia

Mimo iż korozja wywołana przez prądy błędzące przemienne stanowi niewielki procent w stosunku do korozji wywołanej prądem stałym, to stalowe podziemne rurociągi często są narażone na szkodliwe oddziaływanie pola magnetycznego lub elektrycznego linii energetycznych wysokiego napięcia. Głównym powodem takiej sytuacji jest coraz częstsze w ostatnich latach budowanie gazociągów w tzw. korytarzach wraz z liniami elektroenergetycznymi, sieciami teletechnicznymi oraz innymi mediami.

Powłoki ochronne stosowane przy budowie gazociągów stalowych

Przez wiele lat jakość powłok ochronnych stosowanych na gazociągach bardzo się zmieniła – od metody i techniki nakładania aż do ich jakości.

Najczęściej stosowane są:

- powłoki polietylenowe 3-warstwowe,
- powłoki polietylenowe 1- i 2-warstwowe,

- powłoki polipropylenowe,
- powłoki bitumiczne,
- powłoki poliuretanowe,
- powłoki z materiałów termokurczliwych,
- taśmy nawojowe,
- materiały naprawcze,
- powłoki termozgrzewalne.

Obecnie stosuje się powłoki 3-warstwowe polietylenowe 3LPE lub polipropylenowe 3LPP. Charakteryzują się one wysoką rezystancją przejścia, dużą odpornością na uszkodzenia mechaniczne oraz nie wymagają dużych prądów ochrony katodowej. Powłoki poliuretanowe najczęściej spotkać możemy na armaturze, powłok bitumicznych już nie stosujemy, choć nadal możemy je spotkać na gazociągach budowanych kilkadziesiąt lat temu. Taśmy nawojowe stosujemy rzadko, najczęściej jako systemy naprawcze czy napowietrzne przekroczenia rzek oraz innych przeszkód terenowych.

Techniki diagnostyczne i pomiarowe w ochronie katodowej

W celu zapewnienia skutecznej ochrony przed korozją gazociągi wyposaża się w systemy ochrony katodowej. Zdarza się, że zapewnienie skutecznej ochrony przed korozją jest trudne, ponieważ gazociąg posiada dużą liczbę defektów w powłocie izolacyjnej (szczególnie powłoki bitumiczne). Aby wyeliminować takie przypadki, należy przy zastosowaniu odpowiedniej techniki diagnostycznej zlokalizować defekty w izolacji gazociągu, a największe z nich naprawić. Inny przypadek to gazociąg posiadający bardzo dobrą powłokę izolacyjną, z niewielką liczbą defektów o niewielkich rozmiarach. Niebezpieczeństwem dla takiego gazociągu są prądy błędzące, których gęstość na powierzchni defektów może przekroczyć dopuszczalne normy, co może przyspieszyć postęp korozji w tych defektach.

Najważniejsze techniki diagnostyczne:

■ Metoda pomiarów intensywnych (CIPS)

Metoda poprzecznego pomiaru potencjału, inaczej zwana metodą pomiarów intensywnych czy metodą pomiarowo-obliczeniową trzelektrodową. W chwili pomiaru potencjału w zlokalizowanym defekcie w powłocie izolacyjnej dokonuje się również pomiaru poprzecznych gradientów napięcia – załączeniowego i wyłączeniowego – w tym defekcie (rys. 4.). Wykorzystując te pomiary oraz poprzez obliczenia określamy potencjał defektu E_{IRfree} .

■ Metoda gradientów poprzecznych prądu stałego (DCVG)

Metoda poprzecznego gradientu potencjału prądu stałego, inaczej zwana DCVG Mulvaney'ego (z ang. *Direct Current Voltage Gradient*) [1] ze względu na swą niezawodność jest najczęściej stosowana. Jej zaletą jest wysoka precyzja i możliwość zlokalizowania bardzo małych defektów. Polega na pomiarze gradientu potencjału prądu stałego za pomocą miliwoltomierza, dwóch elektrod $Cu_{nas}/CuSO_4$ oraz przerywacza prądu włączonego w obwód ochrony katodowej. Po zlokalizowaniu defektu wyznaczamy jego wagę, jeśli defekt znajduje się w miejscu, gdzie rezystywność gruntu jest niższa niż 100 [Ωm] – jego względną wagę.

■ **Metoda IFO**

Metoda IFO, podobnie jak metoda DCVG, do lokalizacji defektów wykorzystuje prąd stały z systemu ochrony katodowej. Na czas pomiarów wartość prądu ochrony katodowej jest podwyższona w celu bardziej precyzyjnego zlokalizowania defektów. W metodzie tej jako elektrody pomiarowe wykorzystujemy elektrody odniesienia $Cu_{nas}/CuSO_4$. Elektrody umieszcza się wzdłuż gazociągu w stałej odległości od siebie, np. 5 m. Prąd ochrony wyłącza się cyklicznie na kilka sekund i rejestruje się wartość gradientu potencjału wzdłużnego. Chociaż nie możemy uznać tej metody za metodę intensywną, to często – ze względu na jej charakter – jest tak nazywana (intensywną scanningową). Metoda IFO nie wskazuje dokładnie miejsca defektu, lecz pokazuje nam wartość gradientu potencjału na odcinku pomiędzy elektrodami. Dodatkowo pomiary można uzupełnić o pomiar potencjału wyłączeniowego na trasie gazociągu z krokiem badania np. 2 m (im częściej, tym lepiej) i nakładając wyniki na trasę gazociągu możemy uzyskać wartość potencjału wyłączeniowego na odcinku badanym.

■ **Metoda Pearsona**

Metoda Pearsona polega na lokalizacji defektów za pomocą dwóch stalowych sond, umieszczonych na ziemi w odległości ok. 6–8 m, przemieszczanych wzdłuż lub prostopadle do osi gazociągu. Lokalizacja polega na poszukiwaniu minimalnego i maksymalnego gradientu napięcia. W metodzie Pearsona inaczej niż w poprzednich metodach jako źródło prądu wykorzystuje się generator prądu przemiennego, włączony pomiędzy gazociąg a sztucznie stworzony uziom anodowy.

■ **Metoda gradientów poprzecznych prądu przemiennego (ACVG)**

W metodzie ACGV jako źródło prądu wykorzystujemy prąd przemienny. Metoda ta jest metodą wywodzącą się z metody Pearsona. Pomiar gradientu napięcia wykonuje się dwiema elektrodami umieszczonymi na gruncie, zamontowanymi na ramie. Sygnał akustyczny zastąpiony jest przez przyrząd pomiarowy. Metoda, tak jak wszystkie metody wykorzystujące źródło prądu przemiennego AC, jest mało precyzyjna. Dodatkowym problemem jest brak związku danych uzyskanych tymi metodami z innymi technikami kontroli korozji [1]. Metoda jest mało wiarygodna, gdy na badany gazociąg oddziałują prądy błądzące.

■ **Określenie jednostkowej rezystancji przejścia powłoki izolacyjnej**

Jedną z metod określania jakości powłoki izolacyjnej jest określenie jednostkowej rezystancji przejścia powłoki izolacyjnej. Warunkiem koniecznym jest wyposażenie gazociągu w tzw. prądowe punkty pomiarowe. Za pomocą mikrowoltomierza o zakresie 1–10 μV , wraz z rejestratorem danych, dokonuje się pomiaru spadku napięcia w gazociągu. Długość prowadzonej rejestracji zależna jest od osoby wykonującej pomiar, jednak nie powinien być krótszy niż 30 minut. W trakcie trwania badań stacja ochrony katodowej pracuje w trybie załącz/wyłącz.

Rezystancję przejścia wyznaczamy według wzoru:

$$r_p = \frac{U_{IR}}{I} S [\Omega m^2] \quad (1)$$

gdzie:

U_{IR} – średnia składowa IR potencjału na odcinku gazociągu [V]

I – prąd wpływający do gazociągu na odcinku badanym [A]

S – zewnętrzna powierzchnia odcinka gazociągu [m^2]

■ **Metoda diagnostyczna z zastosowaniem tłoków inteligentnych**

Do technik diagnostycznych możemy również zaliczyć stosowanie tłoków inteligentnych. W zależności od zastosowanego rodzaju tłoka możemy zdiagnozować miejsca defektów w izolacji, wżery w ścianie gazociągu, wady spawalnicze, hutnicze, a nawet wgniecenia ścianek, a także wykonać czyszczenie wnętrza rury.

Badania te są bardzo drogie i wymagają odpowiedniej wiedzy, oprogramowania oraz zaplecza technicznego. Wykorzystywać je można w gazociągach do tego przystosowanych.

Najczęściej stosowane techniki pomiarowe, stosowane w celu określenia skuteczności ochrony katodowej, to:

■ **metoda potencjałowo-prądowa**

Technika ta polega na pomiarze potencjału polaryzacji E_p (ochrony) dla danego metalu. Wartość potencjału E_p jest zależna od warunków, w jakich ułożony jest gazociąg, i określony jest w normie PN-EN 12954:2004 [5]. Zmierzenie potencjału polaryzacji E_p jest w rzeczywistości prawie niemożliwe, dlatego w celu wyznaczenia potencjału E_p wykonuje się pomiar potencjału E_{off} (wyłączeniowego) gazociągu, w warunkach cyklicznego taktowania (załącz/wyłącz) stacji ochrony katodowej. Porównania potencjału E_p i E_{off} możemy dokonać wyłącznie wtedy, gdy chroniona konstrukcja nie jest narażona na oddziaływanie prądów błądzących lub innych obiektów mogących mieć wpływ na potencjał. W rzeczywistości w pobliżu gazociągu mogą znajdować się inne katody, bednarki ocynkowane, grunt o różnej rezystywności, makro- i mikroogniwa, co może wpływać na potencjał badanego gazociągu. Aby temu zaradzić, pomiar potencjału E_p wykonuje się poprzez zastosowanie metody pomiarowo-obliczeniowej trzelektrodowej według PN-EN 13509 [6] lub wykonuje się pomiar potencjału odłączeniowego E_{IRfree} (wolnego od składowych omowych), wykorzystując elektrody symulujące defekt w powłoce izolacyjnej. Jeżeli potencjał elektrody symulującej, mierzony względem elektrody odniesienia $Cu_{nas}/CuSO_4$ spełnia kryterium potencjałowe, to zakłada się, że wszystkie defekty o powierzchni równej lub mniejszej powierzchni elektrody symulującej, znajdujące się w jej pobliżu, są chronione. Elektrody symulujące można również wykorzystać do pomiaru gęstości prądu oraz kierunku przepływu prądu (wpływ lub wypływ prądu z gazociągu).

■ **Metoda korelacyjna**

Metoda korelacyjna jest bardzo popularną metodą, dzięki której możemy rozwiązywać problemy oddziaływań prądów błądzących na konstrukcje chronione katodowo. Za pomocą tej metody badamy stosunek pomiędzy dwiema wielkościami, najczęściej potencjałem chronionej konstrukcji oraz drugą wybraną przez nas wielkością. W miejscach skrzyżowań rurociągu z tracją elektryczną jest to najczęściej zależność pomiędzy potencjałem rurociągu względem ziemi a napięciem pomiędzy gazociągiem a szyną tracji elektrycznej lub potencjałem gazo-

ciągu a prądem płynącym pomiędzy gazociągiem a szyną czy prądem drenażu.

Na wykresie możemy zobaczyć wyraźną zależność pomiędzy potencjałem gazociągu a napięciem gazociąg-szyna (wykres 1.) oraz potencjałem gazociągu a prądem drenażu (wykres 2.). Metodę korelacyjną możemy wykorzystywać do pomiarów na gazociągach w różnych punktach pomiarowych, oddalonych od siebie nawet o kilkadziesiąt kilometrów.

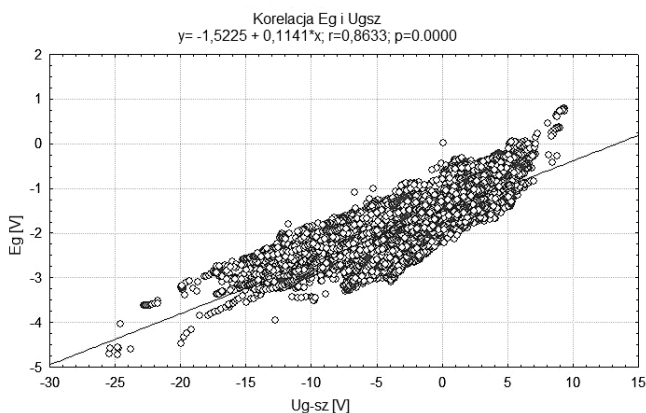
■ Korozymetria rezystancyjna

Inną coraz częściej używaną techniką pomiarową jest korozymetria rezystancyjna. W tej technice w celu określenia ubytków korozyjnych wykorzystuje się czujniki korozymetryczne podłączone do gazociągu. Pomiarów te można przeprowadzać wiele razy, co zapewnia możliwość monitorowania korozji w sposób ciągły. Za pomocą tej techniki otrzymujemy rzeczywisty pomiar szybkości korozji, szczególnie w miejscach, gdzie istnieje wątpliwość co do skutecznej ochrony katodowej gazociągu.

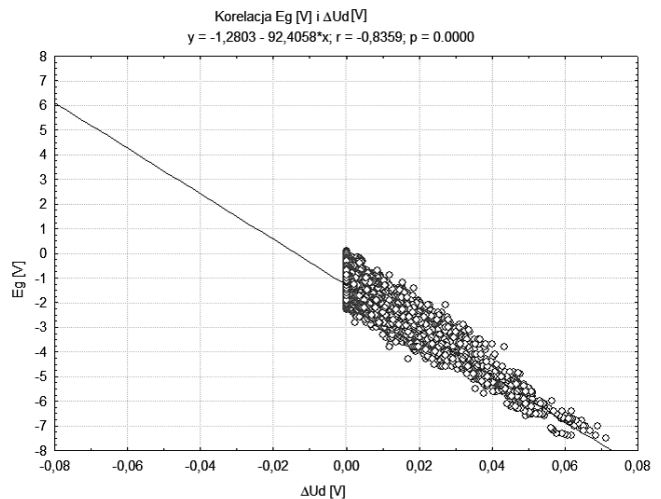
* * *

Do każdego badanego obiektu (gazociągu) należy podejść indywidualnie. Bardzo duże znaczenie w doborze odpowiedniej metody diagnostycznej czy techniki pomiarowej ma doświadczenie personelu zajmującego się badaniami, interpretacją wyników badań oraz rodzaj i stan powłoki izolacyjnej gazociągu. Dla gazociągów nowych czy posiadających bardzo dobrą powłokę izolacyjną, odpowiednia do lokalizacji defektów byłaby metoda DCVG Mulvaney'ego w połączeniu z metodą pomiarów intensywnych CIPS w celu określenia skuteczności ochrony katodowej w miejscu zlokalizowanego defektu. Wykonywanie pomiarów intensywnych ma sens ze względów ekonomicznych wtedy, gdy liczba defektów w powłoce izolacyjnej jest niewielka. W przypadku, gdy liczba defektów po wykonaniu lokalizacji defektów np. metodą DCVG okaże się duża, to po tych badaniach w celu określenia wagi defektów należy wyznaczyć metodą ekstrapolacji liniowej wartość IR. W przypadku, gdy gazociąg wyposażony jest w tzw. prądowe punkty pomiarowe, należy wyznaczać jednostkową rezystancję przejścia powłoki izolacyjnej. Jest to metoda dość szybka, pozwalająca w przybliżony sposób pokazać jakość powłoki. Dla gazociągów starszych,

Wykres 1. Wykres korelacyjny: potencjał gazociągu E_g w stosunku do napięcia gazociąg – szyna traktacji elektrycznej U_{gsz} w miejscu skrzyżowania rurociągu z traktacją elektryczną. [2]



Wykres 2. Wykres korelacyjny: potencjał gazociągu E_g w stosunku do prądu drenażu ΔU_d [2]



posiadających powłokę izolacyjną złej jakości, właściwa byłaby metoda DCVG lub metoda IFO. Metody wykorzystujące źródło prądu przemiennego ACVG oraz Pearsona są rzadko stosowane z uwagi na ich małą dokładność i wrażliwość na oddziaływanie prądów błędzących przemiennych.

Technikami pomiarowymi oceniającymi skuteczność ochrony katodowej chronionych gazociągów są najczęściej metody potencjałowo-prądowe. Nie zawsze jednak mamy możliwość zapewnienia skutecznej ochrony katodowej gazociągu, szczególnie w terenach o zmiennej rezystywności gruntu czy w gruntach wysokoohmowych. W celu sprawdzenia szybkości korozji w tych miejscach powinno się montować czujniki korozymetryczne.

Wyborem metody pomiarowej powinien zajmować się wykwalifikowany personel, posiadający wiedzę, doświadczenie w pomiarach skuteczności ochrony katodowej i umiejący poprawnie interpretować wyniki wykonanych pomiarów. Dobór odpowiedniej metody gwarantuje zminimalizowanie poniesionych kosztów i zebranie informacji w celu poprawy wadliwie działającego systemu ochrony katodowej.

Tomasz Minor

Autor jest pracownikiem Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego.

Bibliografia

- [1] Leeds J M., *Ochrona katodowa, powłoki oraz metoda bezpośredniej oceny korozji zewnętrznej (ECDA) wg NACE RP 0520-2002*, IX Krajowa Konferencja, „Pomiary korozyjne w ochronie elektrochemicznej”, Jurata 2006.
- [2] Minor T., *Możliwości i sposoby kontrolowania stanu technicznego stałowych gazociągów na podstawie oceny technicznej powłok antykorozyjnych oraz skuteczności ochrony katodowej*, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, praca statutowa, zlecenie wew. INiG 07/GP, 2014 r.
- [3] Stochaj P., *Ocena skuteczności ochrony katodowej gazociągów*, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, praca statutowa, zlecenie wew. INiG 54/GP, 2008 r.
- [4] Stochaj P., *Prądy błędzące jako źródło zagrożenia korozyjnego gazociągów stalowych*, „Nafta-Gaz” 2013, nr 9, s. 683–689.

Akty prawne i normatywne

- [5] PN-EN 12954:2004 „Ochrona katodowa konstrukcji metalowych w gruntach lub w wodach. Zasady ogólne i zastosowania dotyczące rurociągów”.
- [6] PN-EN 13509:2005 „Metody pomiarowe w ochronie katodowej”.

9 LAT PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

Innowacje w działalności standaryzacyjnej IGG

Anatol Tkacz

Czas płynie, a życie upływa. Odnosi się to także do produktu, jakim jest standard techniczny Izby Gospodarczej Gazownictwa. To, czy zawiera on pierwiastek innowacji zależy od zastosowanego mechanizmu tworzenia i stosowania w praktyce.

Innowacje to zmiany polegające na zastępowaniu istniejących stanów nowymi, pozytywnie ocenianymi w świetle kryteriów branży, polepszające warunki jej funkcjonowania i przyczyniające się do jej rozwoju i postępu. Takie działanie ma mocne podstawy w branży gazowniczej, począwszy od okresu dokonywanych zmian własnościowych PGNiG. Najpierw – opracowywanie norm zakładowych czy tłumaczenie norm europejskich na podstawie umowy pomiędzy Polskim Komitetem Normalizacyjnym, Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem oraz Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie. Zmiany, jakie zachodziły w branży gazowniczej były inspiracją do powstania Izby Gospodarczej Gazownictwa, która decyzjami swoich członków rozwinęła tę działalność w postaci standaryzacji technicznej.

W 2006 roku Zarząd IGG przyjął dokument określający zasady prowadzenia działalności standaryzacyjnej: „Standaryzacja techniczna Izby Gospodarczej Gazownictwa prowadzona będzie w celu ujednoczenia wymagań działalności technicznej i usług w branży gazowniczej poprzez stosowanie uznanych reguł technicznych lub rozwiązań organizacyjnych, które nie mają uregulowania w postaci norm krajowych czy europejskich lub międzynarodowych, a stosowanie standardów technicznych Izby Gospodarczej Gazownictwa ma zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa działalności w branży gazowniczej przy zastosowaniu adekwatnego do tej działalności poziomu techniki i wpływać na obniżenie kosztów tej działalności”.

Do prowadzenia tej działalności Zarząd IGG w lutym 2007 r. powołał Komitet Standardu Technicznego, w skład którego weszli znani w branży specjaliści, z dużym doświadczeniem zawodowym. Komitet zaś, podejmując decyzje o pracach standaryzacyjnych, powołał kilkadziesiąt zespołów roboczych do opracowywania projektów. Na ich czele stanęła grupa uznanych w środowisku specjalistów technicznych, z dużym doświadczeniem zawodowym. Te dwie grupy, wraz z członkami zespołów, swoim autorytetem i doświadczeniem zawodowym potwierdzały i potwierdzają zawarte w standardach technicznych regulacje.

Dla uznania opracowanego dokumentu normalizacyjnego jako standardu technicznego, Zarząd IGG oraz Komitet Standardu

Technicznego przyjęły regulacje i kryteria zawarte w następujących dokumentach: *Standaryzacja techniczna Izby Gospodarczej Gazownictwa*, *Regulamin pracy KST*, *Wytyczne opracowywania i redagowania standardów technicznych* oraz *Wytyczne pracy zespołów roboczych*. Dokumenty te są aktualizowane do potrzeb prowadzonej działalności, wraz ze zmieniającymi się warunkami zarówno wewnątrz, jak i na zewnątrz branży.

Standaryzacja techniczna IGG oparta jest na podstawowych fundamentalnych zasadach normalizacji w procesie opracowywania i stosowania standardów technicznych: dobrowolności uczestnictwa (zgłaszanie tematów prac standaryzacyjnych, kandydatów na członków KST oraz członków zespołów roboczych, uczestnictwo w ankiecie i konferencji uzgodnieniowej), wykorzystywaniu sprawdzonych osiągnięć nauki i techniki (normy, przepisy techniczne, dobre praktyki inżynierskie), jawności (przekazywanie firmom informacji i projektów), powszechnej dostępności standardów technicznych (forma papierowa lub elektroniczna oraz przekazywanie ich do zbiorów Biblioteki Narodowej), dobrowolności stosowania.

Problemem związanym z opracowywaniem standardów jest stan przepisów prawnych w formie ustaw i rozporządzeń mających wpływ na funkcjonowanie branży gazownictwa. Są to m.in.: ustawa o dozorcze technicznym i rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie rodzajów urzędzeń podlegających dozorowi technicznemu, w tym gazociągów przesyłowych, rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, czy brak rozporządzenia w sprawie warunków technicznych użytkowania sieci gazowych. Oczekuje się także, że autorzy aktów prawnych szerzej będą sięgali po zapisy zawarte w standardach technicznych, jeżeli wymagane regulacje tymi aktami mają je zawierać.

Przyjęto regulację, że opracowany standard poddawany jest opinii niezależnego eksperta, który weryfikuje zgodność dokumentu m.in. z aktualnym stanem prawnym i poziomem stosowanej techniki i technologii.

Dla zapewnienia aktualności regulacji ustalono, że po trzech latach od ukazania się drukiem standardu technicznego Zespół Roboczy, z udziałem firm członkowskich IGG, przeprowadzi jego weryfikację i aktualizację, co zaowocuje ustanowieniem nowego standardu technicznego. Następną weryfikacja i aktualizacja zostanie przeprowadzona po kolejnych pięciu latach stosowania.

W ustanowionych dotychczas przez Zarząd IGG ponad 30 standardach technicznych można wyróżnić obecnie 3 grupy: standardy techniczne opracowane jako nowe tematy prac standaryzacyjnych, zgodnie z oczekiwaniami firm w branży, standardy będące aktuali-

zacja istniejących norm zakładowych PGNiG, które je zastępują, oraz standardy techniczne po weryfikacji i aktualizacji. Wyznacznikiem grupy jest tabela tytułowa na 1. stronie standardu technicznego (nie licząc okładki).

Wśród wszystkich ustanowionych standardów technicznych można wyróżnić szczególnie niektóre z nich, aby oddać wartość merytoryczną w nich zawartą, a mającą duży wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorstw w branży oraz intelektualny wkład ich zespołów opracowujących, w tym kierowników i zastępców kierowników. Szczególne znaczenie mają dwa standardy, które były opracowane jako pierwsze i przeszły także etap weryfikacji i aktualizacji, oznaczone: ST-IGG-0601:2012 „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania i zalecenia” i ST-IGG-0602:2013 „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie”, zawierające regulacje dotyczące ochrony gazociągów stalowych przed korozją zewnętrzną. Swoją treścią ożywiły prace grupy specjalistów zajmujących się tą dziedziną, łącznie z dyskusją na łamach „Przeglądu Gazowniczego” i organizowanymi cyklicznie konferencjami technicznymi. Znalazły one swoje miejsce nie tylko w branży gazowniczej.

Nowelizacja norm zakładowych PGNiG dotyczących stacji gazowych i instalacji redukcji ciśnienia na przyłączach znalazła się w ustanowionych standardach technicznych: ST-IGG-0501:2009 „Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa łącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania”, ST-IGG-0502:2010 „Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania” oraz ST-IGG-0503:2011 „Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa łącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi”.

Standardy te rozwiązały problem eksploatacji stacji gazowych, wprowadzając także nowe podejście, z uwagi na brak rozporządzenia w sprawie warunków technicznych użytkowania sieci gazowych. Są one niezbędne w prawidłowym funkcjonowaniu systemu gazowniczego, w tym z bezpośrednią dostawą gazu do odbiorcy. Wykorzystano w nich wieloletnie doświadczenia w projektowaniu, budowie i eksploatacji stacji gazowych całej branży.

Standard Techniczny Izby Gospodarczej Gazownictwa ST-IGG-0205:2011 „Ocena jakości gazów ziemnych. Część 1: Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego” został opracowany w celu usystematyzowania i ujednoczenia wymagań, wytycznych, zaleceń oraz metod nadzoru i kontroli procesowych chromatografów gazowych stosowanych do oceny jakości gazów ziemnych. Standard posiada autoryzowane tłumaczenie na język angielski. Wraz kolejnymi z tej serii stanowi o jakości dostarczanego gazu ziemnego.

Nowe podejście i regulacje dotyczące prób ciśnieniowych na gazociągach wykonywanych z PE reprezentują standardy techniczne ST-IGG-0301:2012 „Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa łącznie” i ST-IGG-0302:2013 „Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 0,5 MPa do 1,0 MPa łącznie”. Stosując te standardy, wykonawcy i inwestorzy mogą sprawdzić jakość wykonanych prac zapewniających bezpieczeństwo konstrukcji nowo budowanych lub remontowanych gazociągów czy przyłączy gazowych, eliminując nieścisłości wynikające z rozporządzenia.

Zastosowanie metody próżniowej (wytworzenie podciśnienia w sprawdzanym rurociągu) do odpowietrzania i napełniania instalacji gazowych i sieci gazowych regulują dwa standardy: ST-IGG-1201:2010 „Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej” i ST-IGG-1202:2010 „Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności”. W znaczący sposób wykorzystywanie ich regulacji, zwłaszcza w instalacjach gazowych, poprawia skuteczność oceny stanu technicznego, poprawność montażu i bezpieczeństwo konstrukcji.

ST-IGG-0401:2015 jest na etapie ustanawiania przez Zarząd IGG, jako nowy standard techniczny po weryfikacji i aktualizacji poprzedniej wersji z roku 2010, a który stanowi rozszerzenie i aktualizację normy zakładowej PGNiG ZN-G-8011 z roku 1998, wprowadzając możliwość wyboru sposobu wyznaczania strefy zagrożonej wybuchem spośród wersji podstawowej lub wersji stosowanej w innych krajach europejskich, np. we Francji czy Wielkiej Brytanii. Taka regulacja wywołała wiele dyskusji – od akceptacji po silną negację. Standard cieszy się dużym zainteresowaniem znacznej grupy firm i instytucji spoza branży gazowniczej.

Rozwój zastosowań gazu ziemnego do napędu pojazdów otworzył możliwość budowy stacji tankowania CNG oraz budowy urządzeń przydomowych do napełniania zbiorników samochodowych CNG sprężonym gazem ziemnym. Standardy techniczne: ST-IGG-1601:2012 „Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia” i ST-IGG-1202:2012 „Urządzenia do tankowania pojazdów zasilanych sprężonym gazem ziemnym CNG do ciśnień tankowania poniżej 20 MPa” uregulowały proces projektowania, budowy i eksploatacji stacji CNG i wzbudziły zainteresowanie odpowiednich organów i instytucji państwa, zajmujących się paliwami alternatywnymi.

Ten wybiórczy skrótowo przegląd ustanowionych standardów potwierdza ich znaczący wpływ na postęp techniczny w działalności przedsiębiorstw gazowniczych oraz na bezpieczeństwo techniczne budowanych i eksploatowanych obiektów sieci gazowych. Niestety, nie sankcjonuje w pełni ich stosowania.

W wielu przypadkach zamawiający, opracowując własne wytyczne dotyczące zasad projektowania czy wymogów technicznych urządzeń i instalacji, wyraźnie wskazują na konieczność stosowania standardów technicznych IGG. Często jednak takich wytycznych czy zapisów w SIWZ nie ma, zamawiający pozostawia dowolność wykonawcy czy dostawcy, choć to standardy techniczne uszczegółwiają normy krajowe i międzynarodowe. Co prawda, są zauważane przez administrację rządową, bo część z ich postanowień jest przenoszonych do rozporządzeń technicznych.

Izba Gospodarcza Gazownictwa z uwagą analizuje dokumenty korporacyjne firm członkowskich i stwierdza, że coraz powszechniej pojawiają się decyzje zarządów zainteresowanych firm o wymogu stosowania standardów technicznych, co pozwala wyrazić nadzieję, że proces ten będzie postępował szybciej i w szerszym zakresie.

Szczegółowe informacje o zakresie prac standaryzacyjnych, etapach opracowań projektów, zespołach roboczych, w tym wykaz ich kierowników i zastępców kierowników oraz skład Komitetu Standardu Technicznego czy regulamin sprzedaży wersji papierowych i elektronicznych można znaleźć na stronie internetowej www.igg.pl, zakładka: standardy techniczne.

Autor był kierownikiem Sekretariatu KST w latach 2006–2015.



Odważniej stosujemy model otwartej innowacji

Rozmowa z prof. dr. inż. **Krzysztofem J. Kurzydłowskim**, dyrektorem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju jako agencja wykonawcza ministra nauki i szkolnictwa wyższego jest jednostką realizującą zadania z zakresu polityki naukowej, naukowo-technicznej i innowacyjnej państwa. Proszę powiedzieć, jak te polityki są planowane i koordynowane. Czy rola NCBR jest bardziej kreatywna w ich planowaniu czy raczej zarządczo-wykonawcza i monitorująca projekty zlecone przez MNiSW?

NCBR w obecnym kształcie działa dzięki przeprowadzonej w 2010 roku reformie nauki. Ministerstwo przekazało wtedy zarządzanie środkami na naukę dwóm niezależnym agencjom – Narodowemu Centrum Nauki i NCBR – zwiększając rolę mechanizmu konkurencji i systemu grantowego. Zgodnie z przyświecającą MNiSW ideą zysaliśmy autonomię w zakresie inicjowania i przeprowadzania konkursów na programy badawcze i dystrybuowania środków na wsparcie B+R. Od 2011 roku, przejąwszy te zadania od MNiSW, pełnimy także funkcję instytucji pośredniczącej w programach operacyjnych: Innowacyjna Gospodarka, Kapitał Ludzki oraz Infrastruktura i Środowisko, a w obecnej unijnej perspektywie finansowej w programach operacyjnych: Innowacyjny Rozwój oraz Wiedza Edukacja Rozwój. Cięży zatem na nas odpowiedzialność za programowanie działań w poszczególnych obszarach i przedkładanie propozycji nadzorującemu nas MNiSW. Nasze inicjatywy są pochodną zarówno dokumentów rządowych, takich jak Krajowy Program Badań, programów ustanawianych przez MNiSW (jak np. uruchomiony niedawno program „Uczelnie przyszłości”), jak i efektem dialogu prowadzonego ze środowiskiem naukowym i przedsiębiorcami.

W momencie powstania NCBR było pierwszą jednostką tego typu, stworzoną jako platforma skutecznego dialogu między środowiskiem nauki i biznesu. Proszę powiedzieć, jak w praktyce realizowana jest ta misja dialogu?

Dobra, efektywna relacja tych środowisk wymaga przede wszystkim zaufania oraz interaktywnej wymiany informacji z obu stron. Zadaniem NCBR nie jest „kojarzenie” partnerów, ale motywowanie ich do wzajemnej współpracy. Robimy to,

wprowadzając atrakcyjne mechanizmy wsparcia oraz upowszechniając wiedzę o naszych programach w zdefiniowanych środowiskach i branżach. Bardzo ważne są również podejmowane przez nas inicjatywy, ukierunkowane na zwiększenie świadomości o korzyściach płynących z inwestowania publicznych pieniędzy w prace badawczo-rozwojowe prowadzone przez przedsiębiorców oraz konsorcja naukowo-przemysłowe.

Mówi się o konieczności reindustrializacji Polski. Można odnieść wrażenie, że NCBR będzie istotnie wspierać ten proces, bowiem do końca grudnia 2014 r. wpłynęło 21 studiów wykonalności programów sektorowych (wniosków o ustanowienie programów sektorowych). Czy zakres tych projektów sektorowych rzeczywiście daje nadzieję na ożywienie gospodarki i w jakich sektorach?

Stawiamy na rozwój Polski za pomocą skutecznych inwestycji w badania i prace rozwojowe, których celem jest wzrost gospodarczy oparty na nowych technologiach. Chcemy zatem finansować badania, które są skuteczne dla gospodarki. Dlatego stymulujemy zwiększenie zaangażowania przedsiębiorców w działalność B+R w poszczególnych, mających odpowiedni potencjał branżach. W odpowiedzi na naszą chęć ustanowienia kolejnych programów sektorowych otrzymaliśmy w sumie, wraz z naborem zakończonym w marcu br., trzydzieści jeden studiów wykonalności. Ogromne zainteresowanie poszczególnych branż napawa optymizmem, ale kluczowa dla odpowiedzi na pytanie o możliwość ożywienia gospodarki w danych sektorach będzie ocena propozycji przez ekspertów oraz to, czy faktycznie dojdzie do zamknięcia negocjacji z rekomendowanymi do kolejnego etapu rozmów podmiotami. Pełny obraz sytuacji powinniśmy mieć w ostatnim kwartale tego roku.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspólnie z kluczowymi firmami branży oraz firmą doradcą PwC, złożyła wniosek o ustanowienie programu sektorowego, a opracowane studium wykonalności swym zakresem obejmuje analizę kierunków rozwoju sektora oraz technologii, opracowanie których podniesie jego konkurencyjność. Czy to oznacza,

że sektor gazowniczy jest silniej obecny w programach sektorowych niż inne branże? Na jakim etapie jest obecnie procedowanie programów sektorowych?

Izba Gospodarcza Gazownictwa złożyła studium wykonalności w marcu br., razem z dziewięcioma studiami z innych branż. Są one obecnie oceniane przez ekspertów, a wyniki ich pracy powinniśmy poznać we wrześniu. Natomiast spośród dwudziestu jeden złożonych wcześniej studiów wykonalności trzy skierowano do dalszych prac (InnoSBZ, INNOTEXTILE, INNOCHEM), jedno zostało przekazane do ponownej oceny, a dziesięć otrzymało rekomendacje dotyczące koniecznych modyfikacji, z możliwością ponownego złożenia propozycji. Siedem studiów wykonalności zostało przez ekspertów ocenionych jako niedające podstawy do utworzenia programu sektorowego.

NCBR przy realizacji swoich zadań może występować jako partner umów o wspólne przedsięwzięcie. Jednym z takich projektów jest program „BlueGas – polski gaz łupkowy”, związany z wydobyciem gazu łupkowego, realizowany wspólnie z Agencją Rozwoju Przemysłu S.A., sektorem gazowniczym i placówkami naukowymi. Proszę powiedzieć, jak ocenia pan współpracę NCBR z PGNiG SA i aktywność naszego sektora w obszarze badawczo-rozwojowym?

Blue-Gas był jednym z pierwszych naszych wspólnych przedsięwzięć, niejako wytyczając ścieżkę dla tego typu mechanizmu wspierania innowacji. Wspólne przedsięwzięcia ustanowiliśmy również m.in. z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, KGHM S.A., GDDKiA, PGE S.A., a ostatnio z PKP CARGO S.A. Zaletą tego mechanizmu jest to, że agenda badawcza jest opracowywana na podstawie wskazanych przez partnera obszarów problemowych, a zaangażowanie finansowe w przypadku przedsiębiorców stanowi gwarancję wdrożenia rezultatów prac B+R.

W programie Blue-Gas PGNiG bez wątpienia jest liderem, a zarazem największym jego beneficjentem, realizując wspólnie z konsorcjantami siedemnaście spośród dwudziestu jeden dofinansowanych projektów. Cieszy przy tym zarówno szeroki, pokazujący otwartość PGNiG na współpracę z naukowcami, skład tych konsorcjów, jak i znaczące zaangażowanie finansowe, świadczące o znaczeniu i determinacji w osiągnięciu założonych celów. Na ostateczne efekty prac i ich ocenę musimy jednak jeszcze poczekać.

W czym upatruje pan przyczyn sukcesu NCBR – instytucji kilka lat temu jeszcze słabo rozpoznawalnej, a dziś kluczowej w obszarze współpracy nauki i biznesu? Czy nie ma niebezpieczeństwa, że wielkość tej instytucji i ilość środków finansowych, którymi dysponuje, może ograniczyć sprawność i szybkość jej działania, na przykład wydłużyć czas trwania niezbędnych procedur konkursowych?

Nie do mnie należy ocena efektywności NCBR, ale jeśli jest ona pozytywna, to przyjmuję ją z satysfakcją, jako motywację do jeszcze większego wysiłku po naszej stronie. Dysponowanie ogromnymi środkami to wielka odpowiedzialność, a jednocześnie zobowiązanie do tego, by wydawać je w mądry i przemyślany sposób. Jesteśmy stosunkowo młodą agencją, ale

– korzystając z doświadczeń najlepszych instytucji tego typu na świecie – wprowadziliśmy rozwiązania, które pozwalają efektywnie stymulować współpracę nauki z przemysłem poprzez oparty na racjonalnych dotacjach system finansowania B+R. Realizujemy kilkadziesiąt różnej wielkości i skali programów i inicjatyw, zarządzając projektami, których łączna wartość przekracza 30 mld zł. Dzięki transparentności procedur, rzetelności w przygotowywaniu konkursów i jednoczesnej elastyczności wobec potrzeb naszych beneficjentów realizujemy je zgodnie z założeniami. Najlepszym tego przykładem jest rozstrzygnięty ostatnio pierwszy nabór w tzw. Szybkiej Ścieżce, gdzie – zgodnie z zapowiedzią – decyzje o dofinansowaniu wydaliśmy w 60 dni od złożenia wniosków przez przedsiębiorców.

Jako reprezentanci przemysłu jesteście zainteresowani stałą poprawą relacji pomiędzy biznesem i nauką. Jaka jest „prywatna” recepta pana profesora na skuteczność tych działań?

Jak już mówiłem, dla zrozumienia celów i oczekiwań partnera potrzeba wzajemnego zaufania, otwartości i – co wbrew pozorom nie oznacza straty jakże cennego w biznesie czasu – ciągłej wymiany informacji. Jest to szczególnie ważne na etapie formułowania celów strategicznych współpracy i programowania działań. Po prostu trzeba ze sobą otwarcie rozmawiać.

Jakie ma pan rady i rekomendacje w obszarze badawczo-rozwojowym dla dużych firm z naszej branży, takich jak PGNiG SA czy GAZ-SYSTEM S.A., a jakie dla sektora MSP? Jakie są wobec nas oczekiwania NCBR w tym zakresie?

Z punktu widzenia NCBR, oczekiwanie względem sektora prywatnego jest niezmiennie to samo: zwiększanie zaangażowania w działalność B+R, rozumiane zarówno jako gotowość do realizacji ambitnych projektów badawczo-rozwojowych, pozwalających na uzyskanie znaczącego postępu technologicznego, jak i wzrost nakładów na B+R.

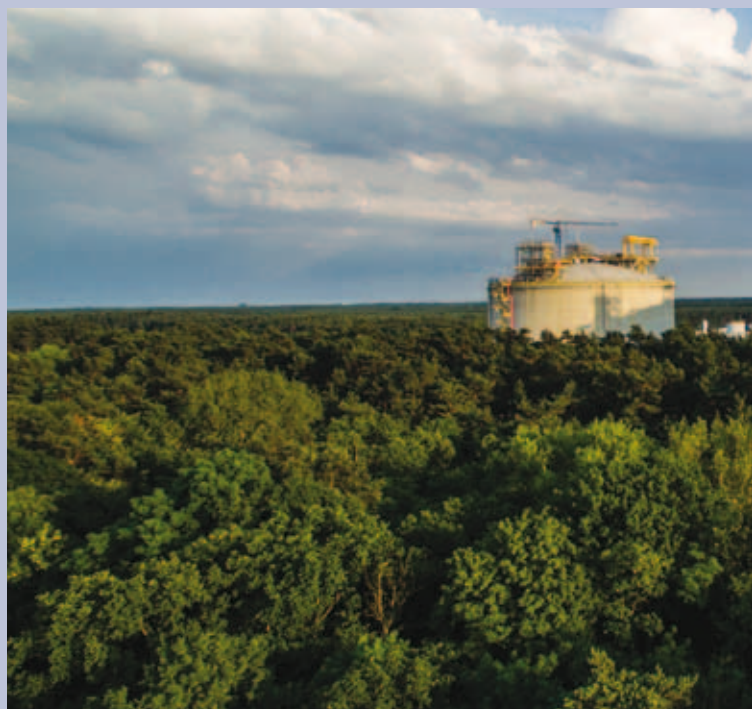
W mojej ocenie, duże przedsiębiorstwa powinny zwiększać swoje kompetencje technologiczne i poziom innowacyjności poprzez odważniejsze stosowanie modelu tzw. otwartej innowacji. Zamawianie bądź zlecanie prac B+R mniejszym, wyspecjalizowanym firmom czy instytutom badawczym pozwoli im bardziej efektywnie wykorzystać dostępne zasoby i wprowadzić innowacyjne rozwiązania, a co za tym idzie – szybciej zwiększyć kluczową z punktu widzenia działalności biznesowej przewagę konkurencyjną. Model ten przynosi także wiele korzyści firmom z sektora MSP, które nie tylko zwiększają swój udział w rynku, ale – specjalizując się coraz silniej w danym obszarze – stają się bardziej konkurencyjne. Moim zdaniem, kluczowa dla rozwoju całej branży jest przede wszystkim bliska, oparta na dzieleniu się *know how* współpraca firm działających w sektorze. Takie inicjatywy, jak wspomniane już programy sektorowe to dobry przykład aktywności pozwalającej wykorzystać efekt synergii, przy jednoczesnej optymalizacji kosztów. Obecna unijna perspektywa finansowa, z największymi w historii środkami na wspieranie innowacji w przedsiębiorstwach, to doskonały moment na łączenie sił i wspólne inwestowanie firm w prace badawczo-rozwojowe.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Gazowe okno na świat



Terminal LNG w Świnoujściu to jedna z największych inwestycji w krajowym systemie gazowym, uznana przez polski rząd za strategiczną dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Umożliwi odbiór gazu ziemnego drogą morską praktycznie z dowolnego kierunku na świecie. Początkowa zdolność regazyfikacyjna wyniesie 5 mld m³ rocznie i odpowiadać będzie jednej trzeciej polskiego zapotrzebowania na gaz ziemny. Trwa opracowanie studium wykonalności dla rozbudowy mocy terminalu o połowę, do 7,5 mld m³. Terminal przyczyni się do rozbudowy sieci gazowej w naszym kraju, ułatwi powiązanie jej z systemem europejskim i umocni pozycję Polski w Europie Środkowo-Wschodniej. Potencjał terminalu pozwoli Polsce stać się podmiotem w europejskiej grze o niezależność energetyczną.



- Zgodnie z raportami wykonawcy, stan zaawansowania inwestycji wynosi 98,2 proc. Jest to decydujący etap inwestycji. Dostawy i montaż wszystkich urządzeń na terenie terminalu zostały zrealizowane w 100 proc.

- Inwestycja jest realizowana zgodnie z najwyższymi normami jakościowymi. Dotychczas przeprowadzono niemal 50 tys. inspekcji i kontroli w zakresie wykonawstwa instalacji i wydano prawie 250 tys. raportów w ramach planu kontroli jakości.

- Skali przedsięwzięcia odpowiada stopień jego skomplikowania. Długość rurociągów na terenie terminalu wynosi 47 km. Długość kabli elektrycznych – 470 km. W ramach odbiorów do sprawdzenia jest 1536 linii rurociągów i 5718 punktów pomiarowych.

- Terminal LNG to tzw. megaprojekt inwestycyjny – w Europie za minimalny próg kosztowy megaprojektu uznaje się 0,5 mld EUR (koszt inwestycji w polski terminal przekracza 3 mld PLN, czyli ponad 0,7 mld EUR).

- Polska inwestycja zaliczana jest do grona megaprojektów także ze względu na poziom zaawansowania technologicznego – do skoordynowania w harmonogramie realizacji inwestycji jest ponad 6 tysięcy procesów.

- Budowa stanowi duże wyzwanie organizacyjne, porównywalne z wielomiliardowymi inwestycjami LNG w Australii czy Stanach Zjednoczonych (żaden terminal w basenie Morza Bałtyckiego nie dorówna mu skalą, nowoczesnością i możliwościami).

- W przyszłości terminal LNG w Świnoujściu może stać się regionalnym centrum dystrybucji LNG jako paliwa dla statków, a także punktem przeładunkowym na mniejsze jednostki, transportujące skroplony gaz do innych terminali planowanych w basenie Morza Bałtyckiego.



Zagadnienia koncesyjne w działalności PGNiG SA

Robert Jaronik

Procedury koncesyjne w działalności PGNiG SA są jednym z najistotniejszych aspektów działalności spółki. Prace i roboty geologiczne prowadzone są na podstawie aktualnych decyzji koncesyjnych.

Według stanu na 1.07.2015 r. PGNiG SA posiadało 74 koncesje na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (o łącznej powierzchni 48 686 km²) oraz 227 koncesji na ich wydobycie.

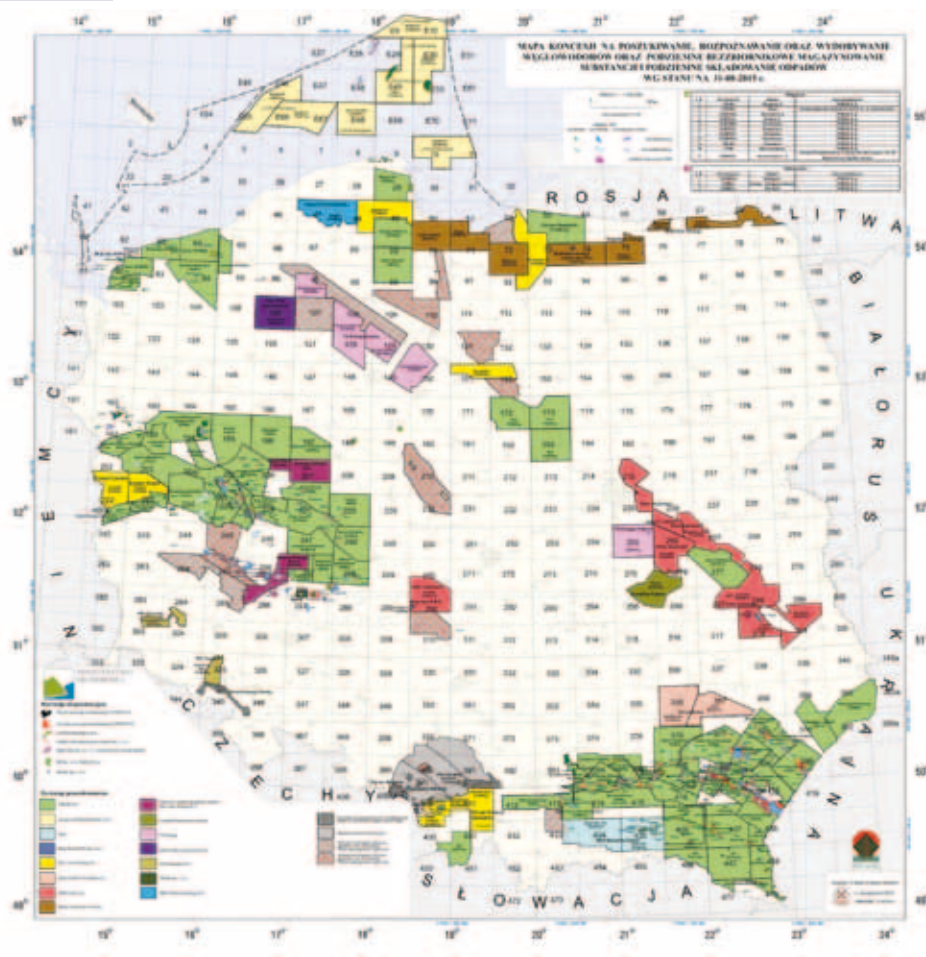
WSPÓLDZIAŁANIE SPECJALISTÓW

Wnioski koncesyjne wraz z niezbędnymi załącznikami, obejmujące m.in. przedłużenie ważności obowiązujących koncesji czy zmiany zakresu i harmonogramu prac, przygotowywane są w Oddziale Geologii i Eks-

ploatacji: w Dziale Koncesji, który prowadzi zagadnienia koncesji poszukiwawczych i rozpoznawczych, oraz w Dziale Geologii Złożowej, prowadzącym postępowania dotyczące koncesji na wydobycie. Projekty robót geologicznych, stanowiące załącznik do wniosków koncesyjnych, przygotowywane są natomiast w działach projektowych. Niezbędne jest zatem współdziałanie wielu specjalistów z różnych komórek organizacyjnych w celu skompletowania niezbędnych dokumentów i w sposób optymalny zaplanowania i zrealizowania prac – zgodnie z przyjętym harmonogramem.

RANKING KONCESJI

W Oddziale Geologii i Eksploatacji trwa ciągła weryfikacja zapisów koncesyjnych, analizowane są cele geologiczne, ryzyko poszukiwawcze i osiągnięte wyniki, aby optymalizować liczbę i wielkość posiadanych koncesji. Celem nadrzędnym jest zrealizowanie prac kończących się udokumentowaniem i przekazaniem do eksploatacji złóż węglowodorów. Bieżąca analiza obszarów koncesyjnych przez zespoły specjalistów z Oddziału Geologii i Eksploatacji pozwoliła na opracowanie rankingu koncesji, co skutkowało zoptymalizowaniem liczby koncesji do obszarów o najwyższym potencjale do odkrycia złóż węglowodorów (np. w roku 2012 PGNiG SA posiadało 96 koncesji poszukiwawczych i rozpoznawczych – patrz mapa). Należy także dodać, że widoczne jest wyraźne ograniczenie liczby koncesji w ostatnich 2–3 latach przez podmioty prowadzące prace poszukiwawcze w Polsce. Główną przyczyną takiego stanu są osiągnięte wyniki złożowe i nowe strategie poszukiwawcze, szczególnie dużych firm naftowych, a tak-



że problemy administracyjne i wysokie koszty opłat za koncesje.

Zgodnie z zapisami koncesyjnymi, przedsiębiorcy są zobligowani do terminowej realizacji zapisanych w koncesjach prac i przekazywania do organu koncesyjnego sprawozdań kwartalnych i rocznych z bieżącej działalności w obszarach koncesyjnych. Niezbędne jest zatem dopasowanie możliwości realizacyjnych do budżetu przewidzianego na prace poszukiwawcze, określonego w rocznych planach prac poszukiwawczych.

W roku 2014 w Dziale Koncesji prowadzono i nadzorowano łącznie 67 postępowań koncesyjnych w zakresie pozyskania nowych obszarów, zmiany lub re-



Wieża wiertnicza.

zygnacji z koncesji. Obecnie toczy się 17 postępowań administracyjnych związanych ze zmianami koncesji, pozyskaniem nowego obszaru koncesyjnego oraz z zatwierdzeniem projektów robót geologicznych.

NOWY STAN PRAWNY

Działalność koncesyjną reguluje ustawa „Prawo geologiczne i górnicze” z 9.06.2011 r., znowelizowana ustawą z 11.07.2014 r. Obecnie obowiązujące przepisy weszły w życie 1.01.2015 r., wprowadzając wiele istotnych zmian. Między innymi pojawił się nowy rodzaj koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie (koncesje „łączne”) ze złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Faza poszukiwawczo-rozpoznawcza będzie mogła trwać 5 lat (z ewentualnym przedłużeniem o kolejne 2 lata w przypadkach uzasadnionych warunkami geologicznymi), a etap wydobywania maksymalnie 25 lat.

Ten nowy stan prawny stanowi olbrzymie wyzwanie zarówno dla przedsiębiorców, jak i dla organu koncesyjnego. Liczba toczących się obecnie postępowań oraz kolejne postępowania, przewidywane w latach 2015–2016, będą wymagały olbrzymiego zaangażowania i zaplanowania zadań na koncesjach na najbliższe 5 lat. Istotnym zagrożeniem jest również przewlekłość toczących się postępowań w Ministerstwie Środowiska, często przekraczających 12 miesięcy, co w wielu przypadkach uniemożliwia zaplanowanie terminowej realizacji wierceń i prac sejsmicznych.

W znowelizowanej ustawie „Prawo geologiczne i górnicze” nowym i istotnym zagadnieniem jest konieczność poddania się procedurze oceny zdolności podmiotu do prowadzenia działalności w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania. Przedmiotem oceny jest m.in. ustalenie, czy podmiot ubiegający się o koncesję znajduje się pod kontrolą państwa trzeciego i czy kontrola może zagrażać bezpieczeństwu państwa. Celem postępowania kwalifikacyjnego jest również stwierdzenie doświadczenia w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania złóż. Decyzja o uzyskaniu pozytywnej oceny uprawnia do złożenia oferty w postępowaniach o udzielenie koncesji i wpisanie na listę podmiotów kwalifikowanych.

PRZETARG I ANALIZY

Znowelizowana ustawa modyfikuje działalność koncesyjną, szczególnie w zakresie przedłużania koncesji, przekształcenia koncesji poszukiwawczych i rozpoznawczych na koncesje „łączne” (obejmujące również etap wydobywczy), a także uniemożliwia przedsiębiorcy inicjatywę w pozyskaniu nowych obszarów koncesyjnych. Szczególnie ten ostatni zapis może ograniczyć dostępność interesujących obszarów, w obrębie których można realizować nowe cele poszukiwawcze lub powracać do rejonów, które np. ze względów technicznych czy technologicznych w poprzednich latach nie mogły przynieść wymiernych efektów poszukiwawczych. 26.05.2015 r. minister środowiska ogłosił 10 obszarów wytypowanych do postępowania przetargowego na rok 2016 r. Część z nich zespoły z działów projektowych poddały analizie geologiczno-złożowej. Decyzje o ewentualnym zainteresowaniu tymi rejonami zostaną podjęte w najbliższych miesiącach. Analizą zostaną objęte również wszystkie posiadane przez PGNiG SA koncesje w kontekście decyzji o ich przedłużeniu lub przekształceniu.

UŁATWIENIA W ODKRYWANIU

Czeka nas zatem intensywne prace, która musi zapewnić firmie możliwości ciągłego prowadzenia prac poszukiwawczo-rozpoznawczych, a w konsekwencji odkrywania nowych obiektów złożowych, dokumentowania zasobów i prowadzenia eksploatacji. Należy mieć nadzieję, że przepisy prawne będą wspierać działalność największej firmy z sektora naftowego w Polsce, a wskazywane wielokrotnie na etapie procedowania uwagi i zastrzeżenia do znowelizowanej ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” będą przez ustawodawcę sukcesywnie modyfikowane, co z pewnością powinno skutkować ułatwieniami w odkrywaniu nowych złóż węglowodorów.

Autor jest pracownikiem PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji.

Zmiany sprzedawcy paliwa gazowego w praktyce Operatora Systemu Dystrybucyjnego

Marcin Dziadowiec, Sylwia Gładysz, Krzysztof Kołton

Swobodny wybór i zmiana sprzedawcy przysługuje wszystkim odbiorcom paliwa gazowego od 1 lipca 2007 roku. Wprowadzenie do polskiego porządku prawnego przedmiotowej instytucji było konsekwencją wdrażania w Polsce aktów prawnych Unii Europejskiej związanych z liberalizacją i budowaniem konkurencyjnego rynku paliw gazowych.

Wprawodawstwie unijnym prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy paliwa gazowego zostało ustanowione w art. 3 ust. 3 dyrektywy gazowej 2003/55/WE, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE, czyli dyrektywę tzw. pierwszego pakietu energetycznego. W kolejnej dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE – dyrektywie tzw. trzeciego pakietu energetycznego w art. 3 ust. 3 oraz ust. 6, rozbudowano regulację poświęconą prawu odbiorcy do dokonania wyboru dostawcy paliwa gazowego, tym samym obejmując odbiorcę szerszą ochroną prawną. Przepisy unijne dotyczące zmiany sprzedawcy są uzupełnione w drodze ich wykładni dokonywanej przez organizacje i organy unijne, m.in. ERGEG, CEER, ACER oraz Komisję Europejską. Przepisy dyrektywy 2003/55/WE zostały wdrożone do polskiego porządku prawnego ustawą nowelizującą z 4 marca 2005 r. W efekcie transpozycji do ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (Dz.U. z 2012 r., poz.1059 j.t. z późn. zm.) dodano art. 4j, regulujący zakres podmiotowy, obowiązki i uprawnienia poszczególnych podmiotów uczestniczących w procedurze zmiany sprzedawcy. W drodze kolejnych nowelizacji prawa energetycznego z 8 stycznia 2010 r. oraz z 26 lipca 2013 r. (tzw. mały trójpak energetyczny), które były konieczne dla przeniesienia przepisów dyrektywy 2009/73/WE do krajowego systemu prawnego, rozszerzono zapisy dotyczące zmiany sprzedawcy. W akcie wykonawczym do ustawy „Prawo energetyczne” – w § 14 rozporządzenia z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegó-

łowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2014 r., poz.1059 j.t.) zawarto przepisy uszczegółowiające etap zmiany sprzedawcy związany z dokonywaniem odczytów przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych. Postępowanie w sprawie zmiany sprzedawcy wspierane jest działaniami regulatora o charakterze legislacyjnym i edukacyjnym. W styczniu 2013 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował „Mapę drogową uwolnienia cen gazu ziemnego” – dokument diagnozujący bariery rynkowe w dojściu do konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, który miał się przyczynić do rozwoju mechanizmu zmian sprzedawcy paliwa gazowego w Polsce. Z punktu widzenia procesów przeprowadzonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD), postępowanie w sprawie zmiany sprzedawcy zostało opisane w treści obowiązującej „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD).

Zakres podmiotowy i zakres uprawnień odbiorcy

Uregulowanie przyjęte w polskim systemie prawnym daje prawo do wyboru sprzedawcy paliw gazowych odbiorcy, którego pojęcie zostało zdefiniowane na potrzeby ww. ustawy w art. 3 pkt 13 ustawy „Prawo energetyczne”. Przepis ów stanowi, że odbiorcą jest każdy, kto otrzymuje lub pobiera paliwo lub energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Tak więc, zakres podmiotowy ustawy został określony w sposób maksymalnie szeroki, otwierając w powiązaniu z zasadą TPA – dostępu do sieci (ang. *Third Part Access*) wiele możliwych konfi-

guracji rynkowych i systemowych dla procesu zmiany sprzedawcy (np. częściowa zmiana sprzedawcy). Charakter prawny uprawnienia odbiorcy do zmiany sprzedawcy nie budzi wątpliwości. W naszym przekonaniu jest to uprawnienie wynikające wprost z ustawy (*ex lege*)¹ i nie wymaga recypowania do IRIESD czy wręcz wprost do kontraktu handlowego. Niemniej jednak wydaje się, że prawo to może zostać ograniczone kontraktowo przez strony w obrocie profesjonalnym, poprzez wprowadzenie odpowiednich klauzul umownych, wyłączających czasową możliwość skorzystania z tego uprawnienia lub uzależniających jego skuteczność przy kontrakcie terminowym od spełnienia wskazanych w umowie warunków (klauzula – oferta równoważna). Jednocześnie uprawnienie to nie może naruszać zobowiązań stron, wynikających z kontraktów terminowych i konieczności wypełnienia zawartych w nich obowiązków. Skorzystanie z uprawnienia do zmiany sprzedawcy w ww. zakresie przy kontrakcie terminowym prowadzić będzie w takim wypadku – w naszej opinii – do niewykonania zobowiązania i rodzić będzie odpowiedzialność uprawnionego wobec wierzyciela – zgodnie z przepisami kodeksu cywilnego.

Rola operatora i jego odpowiedzialność w procesie zmiany sprzedawcy

W całym procesie zmiany sprzedawcy kluczowym podmiotem wykonującym dyspozycje sprzedawcy lub odbiorcy jest operator, który ma obowiązek umożliwić odbiorcy paliw gazowych zmianę sprzedawcy nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania o zawarciu umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą. Tak więc, na operatora został nałożony jasny obowiązek zapewnienia warunków organizacyjnych niezbędnych dla realizacji ww. zleceń uczestników rynku (sprzedawcy/odbiorcy) w określonym reżimie czasowym i prawnym. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. – jako OSD – w pełni realizuje przedmiotowy obowiązek, wypracowując swoisty *modus operandi* postępowania uczestników rynku, określony w IRIESD i dokumentach związanych. Jednocześnie PSG wypełnia dyspozycję art. 4j. ust. 2 ustawy „Prawo energetyczne”, stosując – poprzez wzorce umowne i formularze – obiektywne i przejrzyste zasady obsługi zleceniodawców usługi dystrybucji (ZUD), zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu. Abstrahując od powyższego, należy podkreślić, że z obowiązkami operatora skorelowane są określone zobowiązania sprzedawcy/odbiorcy, i to często od ich odpowiedzialnego działania i rozumienia prawnego charakteru wykonywanych czynności w obrocie zależy sprawne przeprowadzenie procesu zmiany sprzedawcy². Dlatego istotne jest podkreślenie, że operator nie jest rozjemcą sporów prawnych i w żaden sposób nie może rozstrzygać, czy doszło

do skutecznego rozwiązania umowy cywilnoprawnej z dotychczasowym sprzedawcą, a jego rolą jest jedynie wykonanie konkretnego zobowiązania cywilnoprawnego wynikającego z umowy dystrybucyjnej oraz złożonego pojedynczego zlecenia dystrybucji (PZD), poprzez fizyczne świadczenie usługi dystrybucji. Wzajemne relacje cywilnoprawne pomiędzy odbiorcą i podmiotami, z którymi zawiera on umowy kompleksowe lub umowy sprzedaży paliwa gazowego, podlegają jurysdykcji właściwych instytucji rozjemczych.

Kluczowe zasady w procesie zmiany sprzedawcy

- Odbiorca nie ponosi wobec OSD żadnych opłat związanych z przeprowadzaniem procesu zmiany sprzedawcy.
- „Zasada plecaka” – parametry PZD (moc umowna, wolumen paliwa gazowego) wykorzystywane przez dotychczasowego sprzedawcę przysługują odpowiednio nowemu sprzedawcy lub odbiorcy. Zasada ta obowiązuje odpowiednio w przypadku częściowej zmiany sprzedawcy.
- Procedura zmiany sprzedawcy trwa nie dłużej niż 21 dni, licząc od dnia złożenia powiadomienia o zmianie sprzedawcy, w formie PZD, przez odbiorcę lub upoważnionego przez niego nowego sprzedawcę do OSD.

Przebieg procesu zmiany sprzedawcy

- Odbiorca dokonuje wyboru nowego sprzedawcy i zawiera z nim umowę kompleksową lub umowę sprzedaży paliwa gazowego.
- Odbiorca lub nowy sprzedawca, działający z upoważnienia odbiorcy, wypowiada lub częściowo wypowiada umowę sprzedaży lub umowę kompleksową dotychczasowemu sprzedawcy i składa stosowne PZD.
- OSD informuje nowego sprzedawcę lub odbiorcę o terminie rozpoczęcia realizacji PZD oraz dotychczasowego sprzedawcę o terminie zakończenia realizacji PZD.
- OSD w ramach procedury zmiany sprzedawcy dokonuje odczytu wskazań układu pomiarowego w celu dokonania rozliczeń dotychczasowego sprzedawcy z odbiorcą.
- OSD dokonuje odczytu wskazań układu pomiarowego nie później niż w ciągu pięciu dni roboczych od ostatniego dnia obowiązywania PZD dotychczasowego sprzedawcy. W przypadku braku możliwości dokonania tego odczytu, OSD dokonuje oszacowania ilości odebranego paliwa gazowego.

Standaryzacja procesu zmiany sprzedawcy

Rodzaj ramowej umowy o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, na podstawie której składane jest PZD, w istotny sposób wpływa na liczbę zmian

sprzedawcy w systemie dystrybucyjnym OSD. W celu ułatwienia przebiegu tego procesu OSD stosuje jednolite, skrócone formularze PZD – zmiana sprzedawcy.

W przyszłości OSD umożliwi składanie zleceń PZD, w tym PZD – zmiana sprzedawcy on-line, z wykorzystaniem elektronicznej wymiany danych w postaci komunikatów EDIFACT (*Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport*). PSG w ramach wszystkich oddziałów realizuje proces wprowadzania ujednoliconego schematu wymiany danych związanych

ze świadczeniem usług dystrybucji paliwa gazowego, oparty właśnie na standardzie EDIFACT. Zakończenie implementacji tego standardu w systemach informatycznych PSG planowane jest na 31 marca 2016 roku.

W ramach przygotowań do uruchomienia elektronicznej wymiany danych w standardzie EDIFACT, Oddział PSG w Zabrzu uruchomił portal Elektroniczne Biuro Obsługi Klienta (EBOOK), służący do przeprowadzania procedury zmiany sprzedawcy w punktach wyjścia z systemu dystrybucyjnego, zlokalizowanych na obszarze działania tego oddziału. Aplikacja wspiera użytkownika podczas wypełniania odpowiednich formularzy, uzupełniając automatycznie wybrane pola, a bezpośrednio po zatwierdzeniu dokumentu dokonuje także jego weryfikacji. Status wprowadzonego wniosku jest wygenerowany z systemu w formie komunikatu. W przypadku braku akceptacji zgłoszenia zmiany sprzedawcy aplikacja generuje komunikat o przyczynie jego odrzucenia i konieczności poprawy wprowadzonych danych.

W przyszłości funkcjonalność ww. portalu wspierać będzie szeroko rozumianą komunikację OSD z ZUD oraz odbiorcą. Jedną z kluczowych funkcji będzie zapewnienie elektronicznej wymiany informacji związanych z obsługą PZD (zmiana sprzedawcy, zmiana warunków świadczenia usługi, rozpoczęcie i zakończenie dostawy paliwa gazowego, windykacja itp.).

Zakładamy, że docelową i efektywną formą komunikacji powinny być przede wszystkim, oparte na standardzie EDIFACT, interfejsy między systemami informatycznymi OSD i ZUD.

Liczba zmian sprzedawcy w systemie dystrybucyjnym

Wśród wielu czynników wpływających na swobodę wyboru sprzedawcy należy wymienić zwiększającą się systematycznie liczbę sprzedawców paliwa gazowego.

Liczbę zawartych ramowych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego, które przedsiębiorstwa obrotu zawarły z OSD od 2013 do 2015 roku (II kwartał), w tym także liczbę umów, w ramach których ZUD złożyły co najmniej jedno PZD (tzw. umów aktywnych), przedstawia rys. 1.

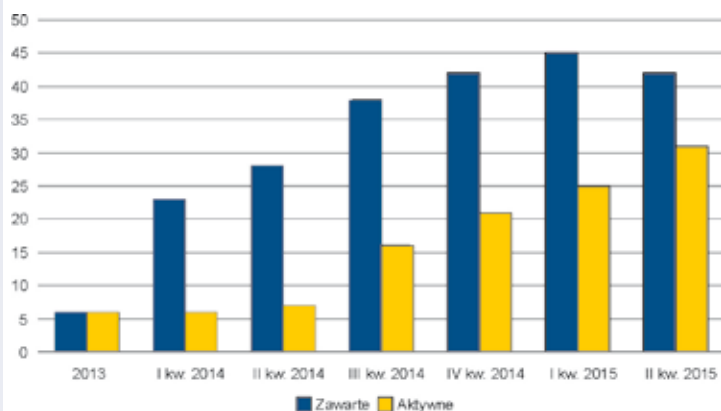
W ramach umów dystrybucyjnych dokonano zmiany sprzedawcy w 15 tys. punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego. Dynamikę tych zmian w okresie od 2013 do 2015 roku (II kwartał), przedstawia rys. 2.

Natomiast udział wolumenu paliwa gazowego dostarczanego odbiorcom, którzy skorzystali z prawa zmiany sprzedawcy, do całkowitego wolumenu dostarczanego wszystkim odbiorcom przyłączonym do systemu dystrybucyjnego PSG, przedstawia rys. 3.

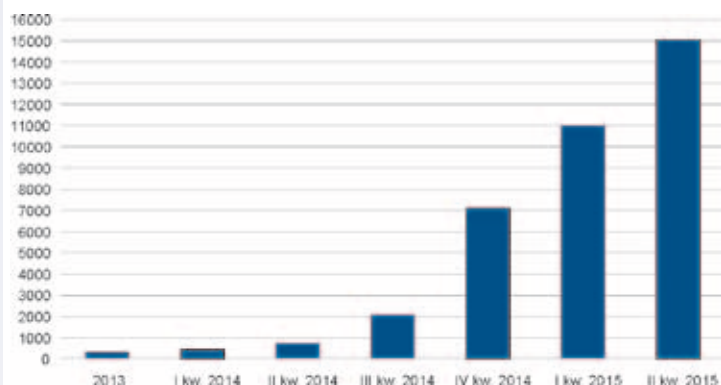
* * *

Jak wynika z przedstawionych powyżej danych, wzrost liczby wniosków dotyczących zmiany sprzedawcy jest niezwykle dynamiczny i wymaga od ope-

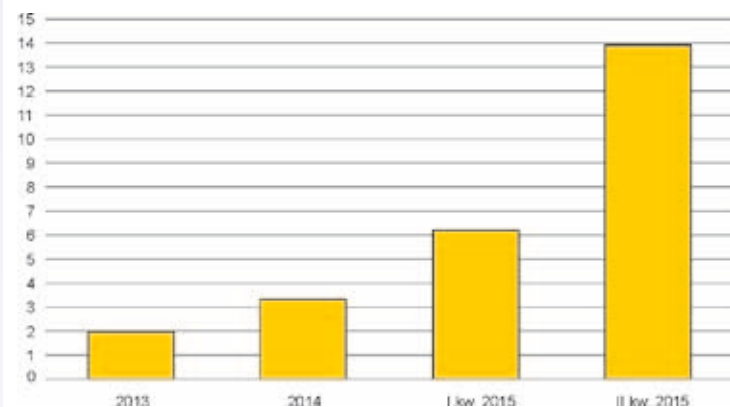
Rys. 1. Liczba umów dystrybucyjnych (szt.)



Rys. 2. Liczba punktów wyjścia, w których dokonano zmiany sprzedawcy (narastająco, szt.)



Rys. 3. Udział wolumenu paliwa gazowego dostarczonego odbiorcom, którzy skorzystali z prawa zmiany sprzedawcy (%)



ratora alokowania do jego obsługi dodatkowych zasobów personalnych i organizacyjnych. Jednocześnie wyzwaniem jest stworzenie ram prawnych (dotyczących m.in. skuteczności oświadczeń woli składanych drogą elektroniczną), a także systemów informatycznych umożliwiających automatyzację obsługi ww. procesu, biorąc pod uwagę skalę rozwoju rynku i zachowań konsumentów na zliberalizowanych rynkach energii. Doświadczenia innych krajów Unii Europejskiej, zwłaszcza brytyjskiego British Gas, wskazują, że dynamika zmian na rynku paliw gazowych w Polsce może się zwiększać i OSD musi być przygotowany na funkcjonowanie w otoczeniu gospodarczym o wyższym stopniu konkurencyjności. Podsumowując, pragniemy wskazać, że prawdziwym testem dla operatora będzie Grupowa Zmiana Sprzedawcy, „czyli nic innego jak wykorzystanie efektu synergii przez liczną grupę konsumentów, która łączy siły, aby zmienić sprzedawcę na proponującego lepszą i tańszą ofertę”³. Takie przedsięwzięcia były i są przeprowadzane w kilku krajach europejskich i prowadzą do jednoczesnej zmiany sprzedawcy przez kilka lub nawet kilkanaście tysięcy odbiorców. Dotychczas w polskich warunkach z platformy Groupon oraz Allegro przy sprzedaży energii elektrycznej korzystała jedna ze spółek obrotu. Świadczy to o pojawieniu się nowych trendów biznesowych na rynku energetycznym, polegających na wykorzystaniu popularnych szybkich kanałów ko-

munikacji internetowej z odbiorcą. Takie rozwiązania w sprzyjających okolicznościach biznesowych z elektroenergetyki mogą zostać przeniesione do sektora gazowego. Dlatego PSG – jako Operator Systemu Dystrybucyjnego – mając świadomość oczekiwań odbiorców i rynku, nie pozostawia ww. procesu czynnikom inercji, a ustawicznie analizuje najlepsze praktyki w tym zakresie, zachodzące na rynkach równoległych, i przygotowuje rozwiązania systemowe umożliwiające realizację zadań operatora.

**Marcin Dziadowiec, Sylwia Gładysz,
Krzysztof Kołton**

Autorzy są pracownikami Departamentu Regulacji oraz Biura Usług Dystrybucyjnych.

¹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 06.06.2006 r., II GSK 48/06, LEX nr 270313.

² Przykładowe trudności w przeprowadzeniu procesu zmiany sprzedawcy: skuteczne rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą, spełnienie wymogów formalnych związanych z realizacją PZD – zmiana sprzedawcy, świadomość skutków prawnych częściowej zmiany sprzedawcy. PZD – zmiana sprzedawcy, czyli zlecenie dystrybucji paliwa gazowego, składane na podstawie umowy dystrybucyjnej do danego punktu wyjścia, zawsze stanowi zobowiązanie o charakterze prawnym.

³ Agnieszka Głośniewska, *Grupowa zmiana sprzedawcy energii elektrycznej i gazu w Europie*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” nr 1/2015.

Obszar zakupów w PSG – dobre praktyki

Katarzyna Mikuta

Od chwili konsolidacji spółka, wsłuchując się w „głos” wykonawców, postawiła w procesie zakupowym na szeroko rozumiany i prowadzony dialog techniczny z wykonawcami w ramach zamówień publicznych oraz zapytanie o informację (RFI) w przypadku zamówień niepublicznych.

Model zakupowy w Polskiej Spółce Gazownictwa został zaprojektowany i wdrożony przy uwzględnieniu, iż PSG jest:

- 1) zamawiającym sektorowym w rozumieniu ustawy „Prawo zamówień publicznych”, organizacją o strukturze oddziałowej, obejmującą swym działaniem obszar całego kraju;
- 2) spółką, która przeprowadza około 15 000 postępowań rocznie (publicznych i niepublicznych), przy czym około 90% stanowią postępowania związane z pracami budowlanymi;

- 3) zamawiającym, który przygotowuje i przeprowadza postępowania o udzielenie zamówienia w sposób zapewniający zachowanie uczciwej konkurencji oraz równe traktowanie wszystkich potencjalnych wykonawców.

PSG jest zamawiającym sektorowym, co oznacza, iż stosuje ustawę PZP od progów sektorowych, określonych przez prezesa Rady Ministrów w rozporządzeniu w sprawie kwot wartości zamówień oraz konkursów, od których uzależniony jest obowiązek przekazywania ogłoszeń Urzędowi Publikacji Unii Europejskiej (obec-

nie to kwota 414 000 euro dla dostaw i usług oraz 5 186 000 euro dla robót budowlanych). Od chwili konsolidacji spółka, wsłuchując się w „głos” wykonawców, postawiła w procesie zakupowym na szeroko rozumiany i prowadzony dialog techniczny z wykonawcami w ramach zamówień publicznych oraz zapytanie o informację (RFI) w przypadku zamówień niepublicznych. Obecnie przeważająca większość postępowań publicznych prowadzonych w PSG poprzedzana jest dialogiem technicznym z potencjalnymi wykonawcami, który pozwala zamawiającemu stworzyć opis przedmiotu zamówienia w sposób optymalny, zgodny z potrzebami zamawiającego, z poszanowaniem zasad określonych w PZP. Trwają prace nad upowszechnieniem idei dialogu technicznego i RFI również w postępowaniach toczących się lokalnie na poziomie oddziałów spółki. Należy pamiętać, iż w postępowaniach prowadzonych przez PSG ogłoszenie, specyfikacja istotnych warunków zamówienia lub zaproszenie odgrywają zasadniczą rolę w toczącym się postępowaniu, określając zasady komunikacji z wykonawcami. To w tych dokumentach zamawiający określa zarówno przedmiot zamówienia, warunki udziału w postępowaniu i kryteria wyboru oferty najkorzystniejszej, jak i zasady zadawania pytań do treści SIWZ, które pełnią kluczową rolę w codziennym dialogu pomiędzy zamawiającym a wykonawcami.

PSG, opierając się na zasadzie równego traktowania wszystkich potencjalnych wykonawców, nie wprowadziła i nie widzi potrzeby wprowadzenia listy kwalifikowanych dostawców, która funkcjonowała wcześniej w niektórych spółkach gazownictwa. Dlatego PSG we wdrażanym modelu zakupowym również w przypadku zamówień niepublicznych postawiła na te same rozwiązania, jakie przewiduje ustawa PZP, a więc kwalifikacja (ocena) wykonawców odbywa się każdorazowo na etapie danego postępowania. Zamawiający, stawiając warunki udziału w postępowaniu i ustalając kryteria wyboru oferty najkorzystniejszej, bada, czy w danym postępowaniu potencjalni wykonawcy spełniają warunki udziału w postępowaniu. Rozwiązanie to jest transparentne, pozwala równo traktować wszystkich potencjalnych wykonawców i nie faworyzować żadnej grupy.

Kolejnym krokiem w dialogu pomiędzy zamawiającym a wykonawcami – w celu nawiązania szerszego dialogu z wykonawcami lokalnymi, zwłaszcza w aspekcie robót budowlanych – będzie seria regularnych spotkań z wykonawcami, jaką PSG zamierza organizować na poziomie oddziałów.

PSG, dążąc do zapewnienia maksymalnej transparentności i przejrzystości udzielania zamówień w spółce, nie pozostawia bez analizy żadnej uwagi zgłaszanej przez wykonawców. Każda z nich jest rozpatrywana pod kątem ewentualnych zmian wewnętrznych instrukcji zamawiającego, który wciąż doskonali wprowadzony model zakupowy. Dlatego PSG – w celu poznania ich opinii w zakresie wdrożonych w spółce

rozwiązań zakupowych – przeprowadziła wśród wykonawców ankietę. Część zagadnień, na które zwrócili uwagę wykonawcy, stała się podstawą do nowelizacji wewnętrznej instrukcji zakupowej PSG i już znalazła zastosowanie w codziennej praktyce. Przeprowadzanie przedmiotowej ankiety, stanowiącej bardzo istotne narzędzie w procesie komunikacji, będzie cyklicznie powtarzane, aby zapewnić stały przepływ informacji pomiędzy zamawiającym a wykonawcami oraz bieżący zwrotny przekaz z rynku.

Wdrożony model zakupowy w PSG wspierany jest przez jednolite w całej spółce narzędzie informatyczne w postaci Platformy Zakupowej. Narzędzie to nie tylko zapewnia zamawiającemu i wykonawcom możliwość sprawnego i optymalnego przebiegu procesu udzielania zamówień, w tym prowadzenia aukcji, ale stanowi narzędzie ułatwiające komunikację pomiędzy zamawiającym i wykonawcami, eliminuje konieczność przesyłania do zamawiającego ofert w tradycyjnej papierowej formie, pozwala na składanie ofert on-line niezależnie od czasu i miejsca siedziby wykonawcy. PSG, chcąc dotrzeć do szerokiego kręgu wykonawców (niezależnie od tego, w którym oddziale PSG toczy się postępowanie), jako podstawowe tryby udzielania zamówień stosuje tryby konkurencyjne/otwarte, a dodatkowo wysyła informacje o toczącym się postępowaniu do wszystkich wykonawców zarejestrowanych w Platformie Zakupowej według określonej branży lub asortymentu. W tym miejscu chciałabym zachęcić wszystkich wykonawców, działających zarówno na rynku usług gazowniczych, jak i innych branż, do rejestracji w Platformie Zakupowej (<https://zamowienia.psgaz.pl/>), abyśmy mogli łatwo do wszystkich dotrzeć i informować o toczących się postępowaniach w asortymencie, w którym prowadzą państwo działalność.

Wszystkie wdrażane i stosowane przez PSG rozwiązania zmierzają do transparentnego, otwartego na rynek, ale uwzględniającego potrzeby oraz interesy PSG, modelu funkcjonowania w obszarze zakupów.

Warto w tym miejscu podkreślić i przypomnieć potencjalnym wykonawcom, iż dialog pomiędzy zamawiającym a wykonawcami powinien odbywać się na co dzień w licznych postępowaniach toczących się na bieżąco w PSG. Należy zadać pytanie: czy wykonawcy wystarczająco korzystają z możliwości takiego dialogu? Bo czym jest ogłoszenie zamówienia i opublikowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia (dalej SIWZ), jeśli nie swego rodzaju zaproszeniem do dialogu? Każdy wykonawca może zadawać pytania do treści SIWZ i wnioskować o jej zmianę, a zamawiający nie tylko może, ale wręcz ma obowiązek odpowiedzieć na pytania wykonawców i uwzględnić zgłaszane wnioski (jeśli są zasadne). Jeśli wnioski wykonawcy nie zostaną uwzględnione przez zamawiającego, wykonawca zawsze może się odwołać do niezależnego arbitra, którym jest Krajowa Izba Odwoławcza, i dochodzić swych racji przed sądem (w zamówieniu publicznym). Każde pytanie do treści SIWZ i każda udzielona odpowiedź

to element komunikacji i dialogu, który – prowadzony przy dobrej woli obu stron – powinien doprowadzić do otrzymania przez zamawiającego dobra oczekiwanej jakości, a wykonawcy przynieść korzyści z realizacji kontraktu. Wielokrotnie obserwuję, iż wśród wykonawców instytucja zadawania pytań, szczególnie w asortymentach branżowych, jest bardzo rzadko wykorzystywana jako narzędzie dialogu z zamawiającym. Zamawiający, ogłaszając postępowanie, robi to przy uwzględnieniu najlepszej wiedzy, doświadczenia i praktyki. Jeśli w odpowiedzi na ogłoszenie od potencjalnych wykonawców nie spływają w konkretnym postępowaniu sygnały w postaci pytań i wniosków, aby zmienić zapisy SIWZ, gdyż w ocenie wykonawców opis przedmiotu zamówienia, warunki udziału w po-

stępowaniu czy termin realizacji są niewłaściwe/nieralne, to zamawiający nie ma szans na skorygowanie potencjalnych niedoskonałości w postępowaniu. Wykonawcy, milcząc i nie zadając pytań w konkretnych postępowaniach, zamykają drogę do dialogu pomiędzy zamawiającym a wykonawcami.

Pozostaje mieć nadzieję, iż ten artykuł przyczyni się do propagowania dialogu pomiędzy zamawiającym a wykonawcami w każdym toczącym się postępowaniu i pozwoli na szersze zrozumienie wśród wykonawców przyjętych w PSG rozwiązań.

Katarzyna Mikuta

Autorka jest dyrektorem Departamentu Zakupów.

Konkurs grantowy *made in PSG*



Katarzyna Wróblewicz

Bezpiecznie TU i TAM to nazwa konkursu Polskiej Spółki Gazownictwa, skierowanego do organizacji pozarządowych z terenu całej Polski. Na przełomie sierpnia i września została rozstrzygnięta I edycja konkursu, w której komisja konkursowa przyznała 6 grantów po 10 tys. złotych na realizację projektów społecznych mających na celu podniesienie szeroko pojętego bezpieczeństwa wśród społeczności lokalnych.

PSG to spółka działająca w terenie, blisko ludzi, dlatego powinna zabiegać o miano „dobrego sąsiada”, a często – zwłaszcza w procesach inwestycyjnych – uzyskać społeczną licencję na działanie. Budowanie relacji z NGOs

(ang. *non-governmental organizations*), czyli organizacjami pozarządowymi, które reprezentują jednego z głównych interesariuszy PSG, jakim jest społeczeństwo lokalne, ma zatem dla spółki istotne znaczenie. Analizując potencjał filantropijnej działalności PSG, uznaliśmy, że powinna ona zostać ukierunkowana na wywieranie maksymalnego wpływu na zrównoważony rozwój, być przykładem wysiłku organizacji na rzecz współpracy z III sektorem oraz dążyć do wprowadzenia realnej zmiany społecznej w przyszłości. CCI (ang. *corporate community involvement*), czyli społeczne zaangażowanie biznesu, jest jednym z elementów działań CSR, prowadzonych przez PSG. W centrum uwagi konkursu Bezpiecznie TU i TAM znajduje się społeczność lokalna, reprezentowana i aktywizowana przez organizacje pozarządowe, a wspierana przez samorządy lokalne oraz Polską Spółkę Gazownictwa.

Dlaczego konkurs? Bo taka forma interakcji jest doskonałym narzędziem dialogu, ale również monitorowania efektów podejmowanych działań społecznych. Bo jasno określone zasady powodują bardziej precyzyjne ukierunkowanie działań na osiągnięcie postawionego



Mieczysław Lewandowski, członek zarządu PSG, otwiera galę wręczenia grantów.

celu. Bo rywalizacja pobudza kreatywność i innowacyjność, co wzmacnia zaangażowanie w projekt. Bo uroczystość rozstrzygnięcia konkursu daje okazję do spotkania, nawiązania bezpośrednich relacji, wymiany doświadczeń, oczekiwań i podkreślenia wartości współpracy biznesu z NGOs.



Dlaczego bezpiecznie? Zapewnienie bezpieczeństwa to w naszej spółce istotna wartość, występująca na każdym etapie cyklu życia produktu. Aż 2 z 5 kluczowych odpowiedzialności spółki dotyczą bezpieczeństwa

(są to: *Bezpieczeństwo w miejscu pracy oraz Zagwarantowanie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu do klientów*), a szczegółowy opis podejścia spółki do tych zagadnień zawarty jest w „Polityce CSR na lata 2015–2016”. Konkurs Bezpiecznie TU i TAM nie jest jedynym dobrowolnym projektem ukierunkowanym na bezpieczeństwo – jest on częścią i jednocześnie uzupełnieniem dwóch innych, dużych projektów CSR, tj. współpracy z policją i Państwową Strażą Pożarną. Miało to odzwierciedlenie w konkursie – aż 14 ze 105 wniosków konkursowych otrzymaliśmy z ochotniczych straży pożarnych, a niemal 1/5 wszystkich złożonych projektów zakładała współpracę z policją.

Dlaczego TU i TAM? Bo z racji tego, że PSG to firma ogólnopolska, „nasze” społeczności lokalne są w całej Polsce – czyli i tu, i tam. Konkurs nie był w żaden sposób ograniczony terytorialnie, by dać szansę ubiegania się o grant osobom z pasją społeczną, niezależnie od tego, z jakiego zakątka Polski pochodzą. TU i TAM to także filozofia naszej wielokanałowej komunikacji. Informacje o przebiegu akcji docierają i tu, i tam – m.in. za pomocą strony www.psgaz.pl i serwisów władz samorządowych, ale przede wszystkim profilu na Facebooku (www.facebook.com/bezpiecznietuitam). Obecnie wzbogacamy tę przestrzeń o nowe narzędzie: interaktywną ankietę internetową, również w wersji na urządzenia mobilne, dzięki



czemu adresaci mogą ją wypełnić, będąc w dowolnym miejscu Polski czy świata – czyli i tu, i tam.

Dlaczego I edycja? Bo będą kolejne. Planujemy kontynuowanie i rozwijanie konkursu, chcemy uczynić z niego flagowy projekt spółki w zakresie filantropii korporacyjnej.

Uroczyste wręczenie grantów odbyło się 14 września w Warszawie. Na spotkanie przybyli reprezentanci zwyciężskich i wyróżnionych NGOs, przedstawiciele samorządów i administracji rządowej. Po uroczystości odbyło się szkolenie pt. „W jaki sposób mierzyć efekty działań społecznych?”, w którym udział wzięli przedstawiciele zwyciężskich i wyróżnionych organizacji pozarządowych, władz samorządowych oraz PSG, a także sesja dialogowa w ramach rozpoczynającego się procesu strategicznego budowania i zarządzania relacjami z interesariuszami. Spotkanie i szkolenie stanowiło doskonałą okazję do integracji, wzmocnienia dialogu międzysektorowego i wymiany doświadczeń.

Badanie satysfakcji adresatów konkursu wykazało, że uznali oni dwie kwestie za niezwykle i unikatowe w stosunku do innych konkursów tego typu. Pierwsza to fakt ufundowania organizacjom, w ramach wolontariatu kompetencyjnego, szkolenia przeprowadzonego przez ekspertów w zakresie CSR, specjalizujących się w dziedzinie współpracy biznesu z organizacjami pozarządowymi. Druga kwestia, uznana za niespotykaną i wyjątkowo potrzebną, to zaangażowanie w konkurs samorządów lokalnych z terenów, na których realizowane będą nagrodzone projekty społeczne.

A teraz z niecierpliwością czekamy na realizację projektów zrodzonych z tej międzysektorowej współpracy w ramach I edycji konkursu!

Laureaci I edycji konkursu grantowego

Bezpiecznie TU i TAM:

- Regionalne Centrum Wolontariatu w Kielcach za projekt „Ochotnicy”,
- Ochotnicza Straż Pożarna w Przelewicach za projekt „Gmina Przelewice – żyjemy aktywnie, zdrowo i bezpiecznie”,
- Łódzkie Stowarzyszenie Inicjatyw Miejskich „Topografie” za projekt „WIELKI POŻAR MIASTA BAWELNY – gra miejska”,
- Fundacja Szpitala św. Jana ze Starogardu Gdańskiego za projekt „Czuję, widzę, słyszę, ratuję”,
- Stowarzyszenie „Siecieborzyce – Aktywni Razem” za projekt „Chroń siebie, ratuj innych”,
- Fundacja na rzecz Bezpieczeństwa w Ruchu Drogowym i Wspomagania Ofiar Wypadków „Kapitan Świąteczko” z Gliwic za projekt „Bezpieczny przebieg – multiplatformowa broszura dla mieszkańców Zabrze”.

Wyróżnieni w I edycji konkursu grantowego

Bezpiecznie TU i TAM:

- Stowarzyszenie Lokalna Grupa Działania „Wspólny Rozwój” z Jastrzębia-Zdroju za projekt „Akademia bezpieczeństwa”,

- Stowarzyszenie Ekologiczno-Kulturalne ze Słubic za projekt „Uniwersytet ludowy dla rodzin”,
- Fundacja „Szansa dla Niewidomych” z Warszawy za projekt „Tyfloarea w Nowodworskim Związku Niewidomych”,
- Federacja Organizacji Socjalnych Województwa Warmińsko-Mazurskiego „Fosa” z Olsztyna za projekt „Bezpieczny senior”,
- Stowarzyszenie na rzecz Rozwoju Gminy Chojnice „Akolada” za projekt „Zapraszamy panów, panie, na bezpieczne grzybobranie!”,
- Stowarzyszenie Profilaktyki i Wsparcia w zakresie HIV/AIDS „Jeden Świat” z Krakowa za projekt „Wiedza + Świadomość = Bezpieczeństwo” – Światowy Dzień Walki z AIDS 2015”,
- Fundacja Dla Ciebie z Rzeszowa za projekt „Uczmy się pierwszej pomocy!”.

Katarzyna Wróblewicz

Autorka jest kierownikiem Biura CSR.



Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

01-224 Warszawa

ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

KRS 0000374001, Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy

w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy KRS

Inteligentne sieci gazowe (cz. 2)

Elastyczność jako jedna z kluczowych funkcjonalności inteligentnej sieci gazowej

Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann

Trwają konsultacje dotyczące opublikowanego 15 lipca 2015 r. przez Komisję Europejską tzw. letniego pakietu energetycznego. Wśród poddanych konsultacjom dokumentów znajduje się komunikat o nowej strukturze rynku energii elektrycznej (COM(2015)340).

Wskazuje się w nim, iż sektor energetyki w Europie znajduje się właśnie w okresie głębokich zmian, a obecna sytuacja rynkowa jest zasadniczo różna od sytuacji obserwowanej pięć lat temu, gdy implementowano do prawa krajowego regulacje zawarte w III pakiecie energetycznym*. W związku z oczekiwanym wzrostem udziału energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych do 50% w całkowitym bilansie energetycznym, w perspektywie do roku 2030, dokument ten wskazuje na konieczność zapewnienia poprawy elastyczności rynku energii elektrycznej. Wskazano, iż nowoczesne rynki, charakteryzujące się dużą elastycznością, mogą być tworzone przez:

- zarządzanie stroną popytową poprzez oferowanie konsumentom możliwości aktywnego udziału w rynku, polegającego na dostosowywaniu zużycia energii, w czasie rzeczywistym lub bliskim rzeczywistemu, do bieżących potrzeb i z uwzględnieniem zmienności cen,
- zagwarantowanie, że rynki zapewniają właściwe sygnały dotyczące inwestycji w wytwarzanie energii i efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów,

- lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury oraz budowę brakującej infrastruktury elektroenergetycznej, zwłaszcza w zakresie połączeń międzysystemowych,
- zapewnienie elastycznego obrotu w celu skutecznej integracji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w sieci,
- wyeliminowanie regulowanych cen oraz nieskutecznych systemów wsparcia,
- wprowadzenie lepiej skoordynowanego podejścia do programów wspierania energii odnawialnej w państwach członkowskich.

Poza powyższymi cechami i działaniami mającymi charakteryzować nowoczesne rynki energii wskazuje się także rolę, jaką w nowej strukturze rynku odegra magazynowanie energii: „Bezpieczna eksploatacja sieci staje się coraz trudniejsza z uwagi na szybki wzrost (udział w miksie energetycznym) energii ze źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce produkcji; zarówno wytwórcy, jak i konsumenci muszą wykazać zdolność i determinację do elastycznego reagowania na to wyzwanie. Włączenie magazynowania do rynku energii elektrycznej ma jeszcze zwiększyć niezbędną elastyczność: energię elektryczną należy magazynować, gdy występuje nadwyżka podaży i ceny są niskie; powinna zostać zwolniona (oddana do sieci), gdy poziom produkcji jest niski, a ceny wysokie, dzięki czemu wyrównana zostanie zmienna produkcja energii elektrycznej”.

Zastanawiający może wydawać się fakt, iż artykuł dotyczący inteligentnych sieci gazowych rozpoczęto od przytoczenia fragmentów komunikatu Komisji Europejskiej na temat nowej struktury rynku energii elektrycznej. W pierwszej części artykułu o inteligentnych sieciach gazowych (opublikowanej w nr. 2/2015 „Przeglądu Gazowniczego”) przedstawiono wstępnie ogólną koncepcję oraz uwarunkowania planowania i wdrażania sieci inteligentnych w gazownictwie. Ponadto, w artykule tym wskazano na podstawie funkcjonalności,



jakimi cechami powinna charakteryzować się inteligentna sieć gazowa.

W tej części artykułu bardziej szczegółowo przedstawiamy jedną z wymienionych tam funkcjonalności – elastyczność.

Koncepcja inteligentnych sieci zakłada, iż dla pomysłnej realizacji wizji nowego rynku energii w zakresie dotyczącym elastycznych rynków energii, efektywne wykorzystanie istniejącej i nowo budowanej przesyłowej infrastruktury gazowej może być realizowane poprzez wykorzystanie jej jako magazynu energii, wspierającego pracę sieci elektroenergetycznej. Zgodnie ze wskazaniami ekspertów, inteligentna sieć gazowa powinna być tworzona i rozwijana równolegle do inteligentnej sieci elektroenergetycznej. Elastyczność inteligentnych sieci gazowych wiąże się nie tylko z możliwością długoterminowego magazynowania dużej ilości energii (w dedykowanych instalacjach/systemach magazynowych oraz przy wykorzystaniu pojemności magazynowej infrastruktury liniowej), ale także związana jest z umożliwieniem wielokierunkowej pracy sieci, zarówno w rozumieniu fizycznych przepływów, jak i z wykorzystaniem instrumentów handlowych.

Narzędziami wspierającymi zwiększenie elastyczności sieci gazowej są m.in.:

- inteligentne systemy pomiarowe,
- sterowanie ciśnieniami w sieci gazowej,
- zintegrowane mechanizmy planowania i sterowania ruchem systemu przesyłowego w sposób zapewniający efektywne pokrywanie zmieniającego się zapotrzebowania odbiorców,
- zapewnienie wielokierunkowości pracy systemu (interkonektory, terminal LNG, tłocznie gazu, węzły).

Wielokierunkowość może być również rozpatrywana w aspekcie zdolności sieci gazowej do dwukierunkowej współpracy z siecią elektroenergetyczną. W sytuacji nadwyżki energii elektrycznej, poprzez zastosowanie odpowiednich instalacji, może być ona zmagazynowana w sieci gazowej w postaci paliwa gazowego (wodór, syntetyczny metan). Natomiast w sytuacji niedoboru energia ta może zostać oddana z powrotem do sieci elektroenergetycznej poprzez wysokoelastyczne źródła wytwórcze zasilane nisko- i zeroemisyjnymi paliwami gazowymi.

Sieci elektroenergetyczne nie posiadają potencjału do magazynowania energii i charakteryzują się dużą wrażliwością na zmiany obciążenia sieci, na rynku energii elektrycznej korzystne jest stosowanie zróżnicowanej struktury taryf do zarządzania szczytowym zapotrzebowaniem. Działania te są ukierunkowane na zachęcenie konsumenta do zmiany modelu zużycia energii. Realizacja tych działań odbywa się głównie poprzez rozwój i implementację usług DSM (*Demand Side Management*) i DSR (*Demand Side Response*).

Odpowiedzią na potrzeby systemu elektroenergetycznego może być również dedykowane współdziałanie z siecią gazową, która z uwagi na akumulacyjne cechy systemu nie wymaga zarządzania zużyciem gazu

w czasie rzeczywistym. Potencjał magazynowy sieci gazowej może być wykorzystany jako bufor energii, który będzie redukował obciążenie sieci elektroenergetycznej podczas szczytowego zapotrzebowania.

Szczytowe obciążenie sieci elektroenergetycznej może być redukowane poprzez generację energii elektrycznej w rozproszonych układach kogeneracyjnych czy trigeneracyjnych lub z wykorzystaniem ogniw paliwowych. Rozwiązania takie mogą być stosowane w przypadkach, gdy działania DSM (*Demand Side Management*) nie przynoszą wymaganych rezultatów. Wówczas potencjał akumulacyjny systemu gazowego



pozwole także na pokrycie zapotrzebowania szczytowego oraz nagłych skoków zapotrzebowania na energię elektryczną. Na uwagę zasługuje fakt, że omawiane systemy, tj. elektroenergetyczny i gazowy, cechują się odmienną charakterystyką obciążeń. Największe obciążenie sieci elektroenergetycznej, o czym mieliśmy możliwość przekonać się w pierwszej połowie sierpnia br., występuje w okresie letnim, natomiast w okresie zimowym obciążenie tej sieci są najniższe. W przypadku sieci gazowej to właśnie w okresie zimowym występują szczyty wykorzystania jej przepustowości, a w okresie letnim obserwujemy najniższe wykorzystanie zdolności przesyłowych sieci gazowych.

Magazynowanie energii może się odbywać w przeznaczonych do tego instalacjach lub przy wykorzystaniu infrastruktury sieci gazowej, poprzez zmianę ciśnienia

paliwa gazowego w czasie, gdy to paliwo nie jest bezpośrednio pobierane. Rurociągi mogą być eksploatowane w zakresie ciśnień ograniczonych – z jednej strony – przez maksymalne ciśnienie robocze (MOP – *maximal operating pressure*) – uzależnione od specyfikacji technicznej gazociągu, a z drugiej strony – przez minimalne ciśnienie robocze – na poziomie minimalnego ciśnienia umożliwiającego przepływ paliwa gazowego, wystarczający do realizacji usługi przesyłowej. Różnica między MOP a minimalnym ciśnieniem roboczym umożliwia operatorowi systemu przesyłowego magazynowanie



paliwa gazowego w sieci gazowej, co jest kluczowe z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw. Cecha ta zapewnia elastyczność dostaw gazu do odbiorców końcowych w zależności od zapotrzebowania, tzn. w zależności od pory dnia i pory roku.

Tak rozumiany potencjał akumulacyjny sieci przesyłowej wynosi obecnie około 515 GWh (rys. 3). Jest to wielkość ponad 60 razy większa niż łączny potencjał magazynowy elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce. Co więcej, w związku z realizacją inwestycji przewidzianych w Planie Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. potencjał akumulacyjny sieci przesyłowej zwiększy się trzykrotnie, do poziomu prawie 1,5 TWh.

Równie istotne dla zapewnienia elastyczności sieci gazowych są podziemne magazyny gazu, których zadaniem jest stabilizacja i wsparcie bezpieczeństwa pracy systemu gazowego, szczególnie podczas wzrostu zapotrzebowania w przypadku długotrwałych niekorzystnych warunków atmosferycznych. Niwelują one także

sezonowe zmiany popytu na paliwa gazowe oraz zapewniają ciągłość dostaw tych paliw w sytuacjach nadzwyczajnych, takich jak awaria systemu gazowego czy wstrzymanie dostaw. Obecne zdolności podziemnych magazynów gazu pozwalają na przechowanie około 27 TWh energii.

Optymalizując wykorzystanie elastyczności sieci gazowej do wsparcia pracy sieci elektroenergetycznej, poprzez konsekwentną implementację dostępnych rozwiązań, możliwe będzie m.in. stopniowe osiągnięcie korzyści, takich jak np.:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych,
- integracja rozproszonych źródeł OZE,
- oszczędność energii,
- skrócenie czasu trwania oraz zmniejszenie częstotliwości przerw pracy sieci,
- redukcja i zapewnienie możliwości pokrycia zapotrzebowań szczytowych,
- zwiększenie/optimalizacja wykorzystania przepustowości, w tym na odcinkach stanowiących „wąskie gardła”,
- zwiększenie/optimalizacja wykorzystania przepustowości pomiędzy operatorami,
- zwiększenie/optimalizacja wykorzystania przepustowości interkonektorów,
- otwarcie na nowe kierunki dostaw.

Łatwo zauważyć, że wskazane korzyści, możliwe do osiągnięcia poprzez implementację rozwiązań z zakresu poprawy elastyczności sieci, są istotne nie tylko z punktu widzenia operatora sieci gazowej. Dzięki optymalizacji elastyczności pracy sieci gazowej i tworzeniu powiązań funkcjonalnych z siecią elektroenergetyczną osiągnięte mogą zostać cele ukierunkowane na lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetycznej [w rozumieniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej]. Działania te przyczynią się również do wydajniejszego wykorzystania zasobów w UE, zgodnie z duchem strategii Europa 2020. Dzięki temu możliwe będzie poczynienie kroku w kierunku realizacji celów i wytycznych stawianych przez Komisję Europejską głównym graczom na energetycznej mapie Europy.

Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann

* http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-5351_pl.htm



**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

Konsultacje KE dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Piotr Sprzączak, Paweł Pikus

Ostatnie dwa lata to znaczący wzrost aktywności Unii Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Jest to związane z obecną sytuacją geopolityczną, ale jest również wynikiem debaty wewnątrz UE, dotyczącej potrzeby podjęcia kolejnych kroków dla integracji sektorów energetycznych państw UE oraz konieczności stawienia czoła wyzwaniom i szansom wiążącym się z dynamiką zmian zachodzących na światowym rynku gazu ziemnego.

Impulsem dla rozpoczęcia dyskusji nad potrzebą zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego UE była koncepcja unii energetycznej, prezentowana przez Polskę na forum europejskim w pierwszej połowie 2014 r. Jednym z najważniejszych elementów tej koncepcji było zwiększenie bezpieczeństwa dostaw surowców i dywersyfikacja kierunków i dróg dostaw oraz uniezależnienie od największych dostawców paliw do UE. Również sytuacja geopolityczna związana z napięciem na linii Rosja–Ukraina i ryzyko, które wiązało się z zapewnieniem dostaw przez kluczowy dla Europy szlak tranzytu gazu ziemnego przez terytorium ukraińskie skłoniły Komisję Europejską (dalej: KE), na wniosek państw UE, do przedstawienia w maju 2014 r. „Europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego”.

Na podstawie tego dokumentu w III kwartale 2014 r. kraje UE przeprowadziły tzw. stress-testy swoich systemów gazowych, obejmujące analizę zagrożeń dla rynków gazu ziemnego poszczególnych państw UE, regionów i całej UE, wynikających z potencjalnego zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku Ukrainy lub z całego kierunku wschodniego w perspektywie jednego bądź sześciu miesięcy. Analizy te posłużyły KE do przygotowania zintegrowanego raportu, który wskazał słabe strony, braki koordynacji, wyzwania i szanse

dotyczące współpracy państw i instytucji UE w przypadku zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie stały się jednym z filarów koncepcji unii energetycznej, ogłoszonej przez KE w lutym 2015 r. W dokumencie KE zauważa, że UE jest w dalszym ciągu podatna na zewnętrzne kryzysy energetyczne i wskazuje na celowość zmniejszenia zależności od poszczególnych paliw, dostawców energii i tras dostaw. Zgodnie z dokumentem, wspólne podejście w dziedzinie energii może wzmocnić wszystkie części UE, na przykład w przypadku przerw w dostawie i zakłóceń, a duch solidarności w zakresie energetyki jest wyraźnie wspomniany w traktacie i jest centralnym elementem unii energetycznej.

Dokument KE podkreślił znaczenie dywersyfikacji dostaw, współpracy na rzecz bezpieczeństwa, wzmocnienia roli UE na globalnych rynkach energii, większej przejrzystości w zakresie dostaw gazu oraz roli rynku wewnętrznego w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Jako instrumenty realizacji tych celów dokument wymienia przede wszystkim zmianę obecnego rozporządzenia 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” (dalej: roz-

porządzenie o bezpieczeństwie dostaw), opracowanie kompleksowej strategii dotyczącej gazu LNG i przegląd umów międzyrządowych oraz większą przejrzystość umów na dostawy gazu do UE.

KE realizację tych zapewnień rozpoczęła, kierując do uczestników europejskiego rynku gazu w styczniu 2015 r. kwestionariusz dotyczący rewizji rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw. W dokumencie KE wskazała, że mimo iż aktualne rozporządzenie w sposób znaczący przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu, np. przez wypracowanie spójnego standardu w zakresie infrastruktury, standardu w zakresie dostaw czy wspólnych narzędzi planistycznych (plany zapobiegawcze, plany kryzysowe, oceny ryzyka zakłóceń w dostawach), zarówno praktyka stosowania przepisów, jak i przeprowadzone stress-testy pokazały wymagające doprecyzowania i dodatkowej regulacji słabe punkty systemu, brak wystarczającej harmonizacji i zagrożenia z tego wynikające.

W konsultacjach udział wzięły 103 podmioty, w tym 10 z Polski. Swoje stanowisko przedstawił też polski rząd, który wskazał wiele postulatów w zakresie zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w UE. Przekazane przez Polskę propozycje ukierunkowane są na zachowanie solidarności krajów członkowskich nie tylko w warunkach bezawaryjnego funkcjonowania rynku

wewnętrznego, ale przede wszystkim w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej. Polski wkład poddaje pod dyskusję mechanizm wspólnych zakupów gazu, który mógłby służyć wzmocnieniu pozycji przetargowej wobec dostawców zewnętrznych. Zmian wymaga również standard w zakresie dostaw, który powinien być spójny w całej UE i nie powinien być uzależniony od regionu i poziomu zidentyfikowanych zagrożeń. Standard w zakresie infrastruktury powinien zostać uzupełniony o wstrzymanie dostaw z największej pojedynczej drogi

stwami, w tym zwłaszcza na potrzeby odbiorców chronionych, nie powinien być wstrzymywany na żadnym etapie sytuacji kryzysowej, z uwagi na możliwość pogłębienia kryzysu w całej UE. Usystematyzowania wymaga też definicja odbiorcy chronionego. Pozostawienie dowolności w zakresie ochrony odbiorców i wynikające z niej zróżnicowanie poziomu ich ochrony uniemożliwiają sprawną koordynację działań solidarnościowych.

KE zapowiada, że pierwszy projekt nowej regulacji, dotyczący bezpieczeń-

i magazynowania gazu dla bezpieczeństwa energetycznego. Do 22 października natomiast można zgłaszać uwagi w sprawach odnoszących się do przejrzystości kontraktów i umów międzyrządowych.

Z pewnością liczny udział polskich podmiotów w prowadzonych zarówno obecnie, jak i w przyszłości konsultacjach przyczyni się do lepszego odzwierciedlenia sytuacji Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej w dyskusjach nad przyszłością bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i przedstawienia



dostaw (S-1) lub ich kraju pochodzenia. Rozwiązanie to wynika z przeniesienia poziomu dyskusji o bezpieczeństwie dostaw gazu ziemnego z poziomu krajowego na poziom regionalny/europejski.

Kolejnym istotnym elementem polskiej propozycji są mechanizmy solidarnościowe, skoncentrowane na zagwarantowaniu swobodnych przepływów transgranicznych w wypadku kryzysu oraz zapewnieniu, iż użycie mechanizmów rynkowych na skalę regionalną i unijną nie będzie utrudnione przez bariery na poziomie transgranicznym. Przepływ gazu ziemnego pomiędzy pań-

stwa dostaw gazu, uwzględniający uwagi zgłoszone podczas konsultacji, ma zostać przygotowany na przełomie lat 2015 i 2016. Procedura legislacyjna projektu może trwać nawet dwa lata, z uwagi na konieczność osiągnięcia kompromisu w Radzie UE oraz z Parlamentem Europejskim. Nowy akt prawny może więc wejść w życie ok. 2018 r.

W kontekście aktualnych prac w UE dotyczących bezpieczeństwa energetycznego przywołać należy kolejne publiczne konsultacje, prowadzone przez KE. Do końca września 2015 r. trwają konsultacje dotyczące znaczenia LNG

punktu widzenia państw, w których rynek gazu jest w trakcie kształtowania, a bezpieczeństwo energetyczne uzależnione jest w dużej mierze od zapewnienia realnych narzędzi i możliwości reagowania kryzysowego. Z tego względu udział jak największej liczby podmiotów z Polski jest kluczowy dla dalszych prac nad kształtem unii energetycznej i przyszłości sektora gazowego w UE.

Autorzy są pracownikami Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

Tekst wyraża poglądy autorów, a nie instytucji, z którymi są związani zawodowo.

Wyrok ETS w sprawie Polski

Paweł Pikus

Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej 10 września 2015 r. wydał wyrok w sprawie C-36/14, której przedmiotem była skarga Komisji Europejskiej o stwierdzenie uchybienia przez Rzeczpospolitą Polską stosowania prawa Unii Europejskiej.

KE wniosła skargę do TSUE 24 stycznia 2014 r., po wyczerpaniu procedur przewidzianych przepisami traktatów europejskich, obejmujących wystąpienie z tzw. zarzutami formalnymi i uzasadnioną opinią (które trwały od 2009 r.).

W postępowaniu przedskargowym Polska podnosiła, że regulacja cen gazu utrzymywana jest w celu realizacji przez przedsiębiorstwa sektora zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej i że nie skutkuje ona uniemożliwieniem odbiorcom zmiany dostawcy oraz że przewidziany w ustawie „Prawo energetyczne” mechanizm zatwierdzania taryf dla paliw gazowych leży w ogólnym interesie gospodarczym, gdyż ma zapobiec nadużywaniu pozycji dominującej przez sprzedawcę zasiedziałego. Jednocześnie Polska przedstawiała na każdym etapie postępowania stan rozwoju rynku i postępy w jego liberalizacji, wskazując przede wszystkim na kolejne zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, przyznawane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej prezes URE). Nie zgadzając się z argumentacją Polski w sprawie, KE w skardze do TSUE wniosła o stwierdzenie, że polski mechanizm zatwierdzania cen gazu ziemnego przez prezesa URE jest środkiem nieproporcjonalnym, a przez to niezgodnym z prawem UE. Zdaniem KE, nie jest on ograniczony w czasie, a polskie prawo nie zobowiązuje do okresowego badania konieczności i zasad jego stosowania z uwzględnieniem stopnia rozwoju sektora gazowego. Cechuje go również zastosowanie do nieograniczonego kręgu bez rozróżnienia sytuacji pomiędzy odbiorcami, w tym między odbiorcami w gospodarstwach

domowych a odbiorcami instytucjonalnymi.

KE oparła swoją argumentację na wyroku w sprawie C-265/08 dotyczącej Federutility. Zgodnie z nim, interwencja w postaci stosowania regulacji cen gazu jest zgodna z prawem UE, ale tylko wtedy, gdy służy realizacji ogólnego interesu gospodarczego, polegającego na utrzymaniu cen gazu do odbiorców na rozsądnym poziomie, ogranicza prawo do swobodnego ustalania cen jedynie w zakresie niezbędnym do realizacji ww. interesu (w konsekwencji przepis taki może obowiązywać tylko w ograniczonym czasie i do ograniczonego, uzasadnionego, kręgu odbiorców, jest to tzw. wymóg proporcjonalności) oraz jest jasno określona, przejrzysta, pozbawiona cech dyskryminacji, weryfikowalna oraz zapewnia równy dostęp do odbiorców.

Broniąc polskich przepisów, Polska zwracała uwagę na specyfikę zmonopolizowanego polskiego rynku i potrzebę utrzymywania interwencji, gdyż taka struktura rynku prowadzić może do zakłócenia konkurencji. Podnosiła też przejściowość tego stanu ze względu na postępującą liberalizację rynku, wskazując na podejmowane kroki w celu stopniowej deregulacji cen gazu, w tym na kolejne zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Jednocześnie podkreślała, że spełnienie wymogu proporcjonalności oznacza, iż deregulacja cen nie może wpływać w sposób negatywny na sytuację odbiorców gazu na polskim rynku. Zwracano również uwagę, że ceny zatwierdzane przez prezesa URE są jedynie cenami maksymalnymi, co nie stoi na przeszkodzie stosowania cen niższych

od zatwierdzonych. Podkreślano też, że w analogicznej sytuacji prawnej w sektorze elektroenergetycznym, kiedy to uwolnienie cen następowało poprzez kolejne decyzje prezesa URE, KE nie widzi naruszenia przepisów prawa UE.

TSUE w orzeczeniu przychylił się do stanowiska KE, wskazując, że mechanizm przewidziany ustawą „Prawo energetyczne” jest nieproporcjonalny, ponieważ nie jest ograniczony w czasie i stosowany do nieograniczonego kręgu odbiorców (bez rozróżnienia na odbiorców instytucjonalnych i domowych). Jednocześnie wyrok nie nakłada na Polskę żadnej kary finansowej, stwierdza jedynie fakt naruszenia prawa UE i stanowi podstawę dla KE do wymagania od Polski dostosowania prawa krajowego do prawa UE. Dopiero kolejne orzeczenie TSUE, które byłoby konsekwencją niedostosowania prawa polskiego i ponownej skargi KE, wiązałyby się z nałożeniem na Polskę kary finansowej.

Ministerstwo Gospodarki wskazało, że pozostaje w stałym kontakcie z KE w tej sprawie. Obecnie istnieje potrzeba analizy treści orzeczenia oraz możliwości i koniecznego zakresu zmian w prawie energetycznym w kontekście obecnego i przyszłego stopnia rozwoju rynku, zmniejszenia prawnych barier dla liberalizacji, rozbudowy infrastruktury gazowej oraz sytuacji na światowym rynku gazu ziemnego, biorąc pod uwagę interesy wszystkich uczestników rynku, w tym przede wszystkim siłę nabywczą, sytuację i pozycję na rynku oraz ewentualne ryzyko nadmiernego wzrostu cen dla odbiorców gazu. Pogodzenie interesów wszystkich interesariuszy będzie musiało znaleźć odzwierciedlenie w propozycjach legislacyjnych dotyczących dostosowania prawa krajowego do wyroku TSUE.

Autor jest pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

Tekst wyraża poglądy autora, a nie instytucji, z którymi jest związany zawodowo.

Dwa światy

Polski sektor gazowniczy funkcjonuje jakby w dwóch światach. Ten pierwszy to świat polityczno-korporacyjny, uwrażliwiony na zależność od wschodniego dostawcy i niespokojny o bezpieczeństwo dostaw. Ten drugi to świat naukowy, badający stan branży i jej perspektywy. Dlaczego te dwa światy słabo się komunikują – stara się wyjaśnić **Stanisław Nagy**, wielki autorytet naukowy polskiego gazownictwa.



Amiało być zupełnie inaczej. Stanisław Nagy podkreśla, że – co prawda – ukończył szkołę średnią o profilu matematycznym, ale jego marzeniem była historia. A jednak ojciec, wielki społecznik, zaszczepił w nim zainteresowanie gazownictwem i podczas matury nastąpiła zmiana – nie historia, a studia na krakowskiej AGH. Co prawda, na drugim roku studiów na AGH równolegle podjął studia na wydziale historii UJ i już nawet zaplanował temat pracy dyplomowej poświęconej przemysłowi gazownicemu w Zagłębiu Boryslawskim, jednak zaangażowanie w kilku projektach badawczych na AGH i otwarta perspektywa asystentury zdecydowały o pozostaniu na uczelni. – *Myszę, że dużą rolę odegrał fakt, że miałem znakomitych nauczycieli akademickich, prawdziwych mistrzów-przewodników. Jednym z nich był prof. Stanisław Dawidowicz, który zainteresował mnie termodynamiką, a sam był wychowankiem prof. Stanisława Ochęduski ze szkoły lwowskiej, co w moim przypadku oznacza, że jestem kontynuatorem tej szkoły. Drugim przewodnikiem – w zakresie inżynierii złożowej i gazowniczej oraz modelowania przepływów gazu w ośrodkach porowatych – był prof. Jakub Siemek. Również w zakresie geologii miałem znakomitych nauczycieli – prof. Stanisław Jucha i prof. Ludwik Zawisza – dzięki czemu staram się być jednym z lepszych „geologów” wśród inżynierów złożowych – mówi Stanisław Nagy. – *Muszę dodać, że początki tej katedry sięgają lat 20. ubiegłego wieku, którą wówczas – jako katedrą kopalnictwa naftowego na wydziale górniczym Akademii Górniczej – kierował prof. Zygmunt Syriusz Bielski, późniejszy rektor AG. Jego następcą był prof. Zbigniew Wilk, następnie prof. Władysław Duliński, po nim prof. Jakub Siemek. Prowadząc teraz katedrę, mam świadomość, że to kawał historii polskiego szkolnictwa gazowniczego, legendarni nauczyciele akademicy i ciąży na mnie wielka odpowiedzialność, by być godnym kontynuatorem.**

Katedra inżynierii gazowniczej obejmuje wszystkie zagadnienia związane z eksploatacją i zagospodarowaniem gazu ziemnego. Zagadnienia związane z wydobyciem, osuszaniem na powierzchni, transportem, dystrybucją i wykorzystaniem. Od strony naukowej prowadzone są projekty związane z modelowaniem przepływu gazu w złożach porowatych, analizą procesów termodynamicznych związanych z osuszaniem gazu, magazynowaniem gazu w kavernach solnych, budową i modelowaniem przepływu gazu w rurociągach przesyłowych i dystrybucyjnych. Spektrum badawcze bardzo szerokie. Nic zatem dziwnego, że realizowane są bardzo liczne projekty badawcze. – *Jesteśmy otwarci na propozycje płynące z przemysłu, podejmujemy własne projekty badawcze, współpracujemy z partnerami zagranicznymi w projektach europejskich. Gdy w ostatnich latach głośna stała się sprawa pozyskiwania gazu ziemnego z pokładów łupkowych, włączyliśmy się w liczne projekty z tym związane. Temat ten jest nam szczególnie bliski, bowiem jestem zdania, że kluczową*

kwestią dla rozwoju przemysłu gazowniczego są badania mające na celu rozpoznanie zasobów geologicznych i określenie zasobów wydobywanych – mówi Stanisław Nagy.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Agencja Rozwoju Przemysłu w 2013 roku ogłosiły program wsparcia rozwoju innowacyjnych technologii związanych z wydobyciem gazu z łupków (*shale*) pod nazwą „Blue Gas – Polski Gaz Łupkowy”. Konsorcjum Polskie Technologie dla Gazu Łupkowego, którego liderem jest PGNiG SA, a w skład którego wchodzi również Lotos Petrobaltic SA, Orlen Upstream Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza, Instytut Nafty i Gazu, Politechnika Gdańska oraz Politechnika Warszawska, w I edycji konkursu zdobyło finansowanie na realizację 12 projektów, z których za jeden projekt odpowiada katedra inżynierii gazowniczej, a uczestniczy w dwóch innych. W drugim konkursie, w roku 2014, katedra jest uczestnikiem w dwóch projektach. – *W IRES prowadzimy projekty bardzo nowoczesne – unikalne w skali światowej. Taką nowością będzie system wyznaczania zasobów wydobywanych w otworach poziomych wielokrotnie szczelinowanych z wykorzystaniem sztucznej inteligencji i stworzeniem tzw. zastępczych modeli złożowych. To unikalne rozwiązanie, nad podobnymi rozwiązaniami pracują tylko dwa ośrodki na świecie. Podobnie jest w przypadku innego projektu – identyfikacji składu płynu złożowego *in situ* metodą spektrometrii ramanowskiej. Na świecie obecnie jest tylko jeden przypadek wykorzystania tej metody w zakresie identyfikacji składu gazu wydobywanego z pokładów węglowych, my ten schemat chcemy przenieść na inne złoża niekonwencjonalne. Planujemy, że w przyszłym roku będziemy mieli prototyp takiego urządzenia – mówi Stanisław Nagy.*

Katedra była głównym partnerem Państwowego Instytutu Geologicznego w projekcie badawczym dotyczącym badania wpływu na środowisko procesu wiercenia i rozpoznawania złóż w pokładach łupkowych. Efektem jest pierwszy polski raport, który jest wykorzystywany do tworzenia nowych regulacji europejskich w zakresie poszukiwania i wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych. – *Odnoszę jednak wrażenie, że zbyt szybko wygasła euforia łupkowa, zbyt szybko zrezygnowaliśmy z kolejnych badań, a liderzy firm poszukiwawczych nie wykazali się determinacją, by rozpocząć prace kontynuować – mówi Stanisław Nagy. – *Rozumiem, że jednym z powodów takich zachowań mogła być niejasność regulacji prawno-podatkowych. Ale była szansa, by za nie nasze pieniądze poznać w większym zakresie pokłady łupkowe, poznać zasoby naszej ziemi także w zakresie innych kopalni. Wiele wskazuje na to, że tę szansę już straciliśmy. Patrząc na sprawę z szerszej perspektywy, trzeba chyba zwrócić uwagę na dość płytkie podejście przemysłu do prac badawczych w ogóle. Jeśli otrzymujemy zlecenia na wykonanie badań, to zwykle cel tych badań jest doraźny, krótkoterminowy i powinien przynieść natychmiastowy efekt. W takim podejściu do badań nie ma żadnej wizji strategicznej.**

Mam doświadczenie w kontaktach z amerykańskimi partnerami. Tam funkcjonuje zupełnie inny model współpracy. Kluczowym jego elementem jest konsorcjum tworzone przez partnerów przemysłowych i naukowych, wspólnie określających cel badawczy i budżet na jego realizację. Są to zazwyczaj projekty wieloletnie, nieustannie monitorowane przez uczestników konsorcjum. Zaletą tego systemu jest to, że uczestniczący w konsorcjum partnerzy przekazują sobie główną część materiałów badawczych, a równocześnie pozyskują niejako za darmo materiały od innych partnerów. To pozwala na zwiększenie potencjału związanego z projektem. Jeżeli w konsorcjum występuje 10 firm i każda z nich jest zobowiązana do wykonania w ciągu roku dwóch otworów badawczych, to tak, jakby informacja pochodziła z dwudziestu otworów, przy koszcie dwóch. Widać na tym przykładzie, jaka jest efektywność takich badań. W Polsce przemysł wydobywczy naftowy nie był zainteresowany budowaniem takiego modelu, głównie z uwagi na ochronę własnych informacji geologicznych. Nawet PIG-PIB, który otrzymywał te informacje, nie bardzo mógł je wykorzystać. Gdyby jednak amerykański system zastosować u nas, byłibyśmy znacznie dalej z naszymi badaniami rozpoznawczymi. Pamiętam dyskusje z lat 80. i 90., prowadzone w AGH odnośnie do zasadności wierceń, kierunków poszukiwań. Takie debaty potrzebne są również dzisiaj, z większym wykorzystaniem ekspertów, bo efektywność rozpoznania geologicznego, niestety, spadła. Techniki poszukiwawcze są dzisiaj bardzo wyrafinowane, co pozwala w USA osiągać ponad 90-procentową efektywność w zakresie trafności wierceń po wykonaniu badań sejsmicznych 3D, tymczasem u nas ta skuteczność jest gorsza. Jestem przekonany, że fundamentalnym wyzwaniem dla polskiego gazownictwa jest odbudowa zasobów wydobywalnych krajowych, utrzymanie i zwiększenie potencjału wydobywczego, w perspektywie 5–10 lat. W tej chwili mamy w Polsce współczynnik szczypania zasobów krajowych mniejszy od jedności. I nie są wiarygodne statystyki z dopisywaniem zasobów z Morza Płn. czy Azji Śr., zafalszowujące rzeczywistość. Moim zdaniem, powinno się porównywać wartość zasobów wyeksploatowanych z wartością zasobów odkrytych w tym samym rejonie. O tym powinniśmy debatować, takie analizy powinny powstać. Powinniśmy stworzyć wspólny zespół przedsiębiorców i naukowców dla zwiększenia zasobów odkrywanych, bo inaczej wydobyć będzie mało. To powinno obejmować złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne. A w tym drugim przypadku – bo przecież nie skreślamy złóż łupkowych – musimy precyzyjnie określić parametry finansowe, racjonalność kosztów ich wydobywania. To jest kryterium wydobywania gazu ziemnego na dużą skalę w Polsce i w Europie. Bazując na szacunkach Massachusetts Institute of Technology, można powiedzieć, że takim kryterium opłacalności wydobywania gazu w Europie i w Polsce, może być kryterium około 6–9 dolarów za 1000 stóp sześciennych, co przekłada się na 200–330 dolarów za 1000 metrów sześciennych. Chcę powiedzieć, że takie same obliczenia, takie same kalkulacje, wskazywane są w innych instytucjach amerykańskich, głównie w Instytucie Rice w Teksasie. Aczkolwiek pesymistyczne wypowiedzi niektórych niemieckich koncernów energetycznych pokazywały, że wydobywanie gazu z niekonwencjonalnych złóż w Polsce będzie kosztować co najmniej 10 dolarów za 1000 stóp sześciennych, czyli 330–320 dolarów za 1000 metrów sześciennych gazu. Także studia ekonomiczne, wykonane m.in. w AGH w 2014 roku, wskazują, że koszty te mogą być wyższe, ale trudno jednoznacznie je wskazać przed zakończeniem prac pilotażowych połączonych z próbną eksploatacją. Można się spodziewać, że w dłuższej perspektywie koszty wydobywania będą maleć, pod warunkiem potwierdzenia zasobów technicznie wydobywalnych, co wydaje się trudne do zrealizowania w najbliższym czasie. – podkreśla Stanisław Nagy.

Nie widać jednak żadnych działań w tym kierunku. Co prawda, narodowy operator powołał naukową grupę doradczą, ale raczej nie w celu intensyfikacji tych prac poszukiwawczych i rozpoznawczych. Państwo nie przejawia w tym zakresie istotnej inicjatywy, więc sam

świat nauki nie podoła wyzwaniu. Nikt nie ujawnia jakiejś myśli strategicznej dla sektora gazowniczego (dla innych sektorów również brak takich wizji), bo takiego centralnego ośrodka nie ma. Ani narodowego, ani firmowego. Wszystkie duże koncerny paliwowe mają własne działy badawczo-rozwojowe, a u nas zleca się najwyżej pewne badania na zewnątrz, a uważam, że powinien być stworzony własny ośrodek koncepcyjny. Jeśli nie ma strategii państwa dla energetyki, strategii korporacyjne mają drugorzędne znaczenie. Kluczem jest polityka energetyczna państwa, musi mieć określony cel, musi być jasna koncepcja, przyjęta ponad podziałami politycznymi i realizowana niezależnie od opcji politycznej obecnie rządzącej. Temu powinny być podporządkowane kierunki rozwoju i plany inwestycyjne. Jeśli powstają strategii korporacyjne, muszą być kompatybilne z planami państwa. I to państwo powinno narzucać korporacjom priorytety, bo te mają zapisaną w swoich statutach misję. W polskim przypadku priorytetem dla gazownictwa powinno być rozpoznanie złóż w celu podtrzymania indeksu zastępowania zasobów.

– Ponownie wraca dyskusja o polityce energetycznej Polski. Nie widzę w niej długofalowej wizji – mówi Stanisław Nagy. – Ani dla energetyki, ani dla gazownictwa. Jeśli stawia się równocześnie na węgiel, paliwo atomowe i źródła odnawialne, a ogranicza rolę gazu ziemnego, obraz przyszłości staje się nieczytelny. Gaz ziemny musi być elementem stabilizującym, musi być dopełnieniem tego systemu. Polityka energetyczna musi mieć horyzont czasowy 20–30-letni, weryfikowany co 5 lat, bo ceny paliw są mocno polityczne, a każdy projekt energetyczny musi być opłacalny. Pracujemy nad programem typu power to gas, Niemcy już to robią, przymierza się do tego GAZ-SYSTEM S.A., w projekcie razem m.in. z Lotosem. To projekt związany przede wszystkim z energetyką wiatrową. Ale to wymaga inwestycji i kalkulowania ich opłacalności. Trzeba zdefiniować cele badawcze, sprecyzować inwestycje pilotażowe i oszacować ich sens ekonomiczny. A to wymaga szerszej analizy, gdzie takie obszary można wyodrębnić i efektywnie zagospodarować. Podobnie z biogazowniami, kiedyś szumnie zapowiadany w każdej gminie, a praktycznie marginalnymi dzisiaj. Bo koncept był nieprzemysłowy, bo nie można wtłoczyć biogazu do sieci gazowych, ale można na przykład wykozystać lokalnie, w lokalnych instalacjach kogeneracyjnych. Ale o tym trzeba było myśleć przed ogłaszaniem projektu dla każdej gminy.

Z każdej wypowiedzi płynie apel o potrzebie aliansu intelektu z przemysłem, o potrzebie współpracy. Widać jednak wyraźnie, że to oczekiwanie nie do końca spełnione. Postęp technologiczny być może to zmienia, być może zmienią to nowe pokolenia liderów sektora gazowniczego. – Kapitał intelektualny absolwentów AGH jest naszą wielką nadzieją. To prawdziwa satysfakcja z pracy akademickiej. Nasza kadra naukowa przechodzi wielką zmianę pokoleniową i te zmiany nie mają charakteru liniowego, są przyspieszone postępowaniem technologicznym. Ich praktycznie nieograniczony dostęp do wiedzy i kontakt ze światem wytyczają zupełnie nowe horyzonty myślenia i otwierają nowe możliwości. Nie musimy mieć kompleksów, współpracujemy z najlepszymi ośrodkami naukowymi na całym świecie, jesteśmy partnerami w wielu międzynarodowych projektach, w wielu dziedzinach mamy przewagę, w innych potrafimy się uczyć. W jednym jednak segmencie obserwuję porażkę polskiego szkolnictwa – w koordynacji nauczania z praktyką. W latach 2005–2008 prowadziliśmy w tym zakresie wspólnie z uczelniami zachodnimi projekt badawczy dotyczący wizji edukacji. Okazało się, że najłabszym ogniwem naszego kształcenia jest brak rzeczywistych praktyk w przemyśle i brak udziału inżynierów z przemysłu w procesie kształcenia. To się zmienia – obecnie mamy wykładowców praktyków z przemysłu. Wykorzystujemy wykładowców z przemysłu w dydaktyce na studiach podyplomowych. To jeszcze jeden aspekt negatywny braku współpracy nauki z przemysłem. To wielkie wyzwanie dla uczelni, ale też wielki apel do przemysłu – postawcie na praktyki młodych.

Adam Cymer

GAZ–SYSTEM S.A. zainaugurował rok gazowy 2015/2016

Katarzyna Siezieniewska

„Nowe gazociągi na nowy rok gazowy” to hasło przewodnie konferencji inauguracyjnej rok gazowy 2015/2016, zorganizowanej 28 września br. w Warszawie przez GAZ–SYSTEM S.A. Spółka podsumowała program inwestycyjny zrealizowany w latach 2009–2015 i zaprezentowała plany rozwoju na najbliższe 10 lat.

Po raz kolejny inauguracja roku gazowego była okazją do spotkania przedstawicieli GAZ–SYSTEM S.A. z klientami i partnerami biznesowymi operatora. W konferencji udział wzięli między innymi Jerzy Witold Pietrewicz, sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki, Jacek Kozłowski, wojewoda mazowiecki, oraz Steen Hommel, ambasador Królestwa Danii. W inauguracji roku gazowego 2015/2016 uczestniczyło prawie 200 osób, w tym przedstawiciele klientów z całej Polski i Europy, partnerzy biznesowi oraz delegaci ambasad: USA, Republiki Litewskiej, Ukrainy i Republiki Słowackiej.

PROGRAM INWESTYCYJNY GAZ–SYSTEM S.A. W LATACH 2009–2015

Konferencja miała na celu podsumowanie programu inwestycyjnego, który GAZ–SYSTEM S.A. realizował w latach 2009–2015. Zaprezentowane zostały sfinalizowane inwestycje oraz ich wpływ na budowanie stabilnego i konkurencyjnego rynku gazu w Polsce. Podkreślono przyrost sieci gazowej

o infrastrukturę, w której skład wchodzi: 1283 km nowych gazociągów, 41 stacji gazu oraz 2 tłocznie gazu. Wpłynęło to na rozbudowę sieci przesyłowej w kraju o ponad 10 proc. – z 9,7 tys. km gazociągów w 2009 roku do ponad 10,9 tys. km w 2015 roku. Inwestycje te mają znaczenie strategiczne dla kraju, bowiem tworzą nowe możliwości techniczne importu gazu do Polski z kierunku innego niż wschodni. Koszt budowy gazociągów w latach 2009–2015 wyniósł około 3,8 mld zł.

OSIĄGNIĘCIA W ROKU GAZOWYM 2014/2015

Podczas konferencji podsumowano miniony rok gazowy w zakresie wzrostu liczby umów o przyłączenie oraz umów o świadczenie usługi przesyłania. Liczba klientów operatora wzrosła z 70 podmiotów w roku gazowym 2013/2014 do ponad 110 firm w roku 2014/2015. Jest to efekt liberalizacji rynku gazu. Omówiono wzrost przepustowości technicznej i zarezerwowanej oraz czynniki determinujące kształtowanie się cen gazu. Podsumowano pierwszy rok funkcjonowania platformy aukcyjnej GSA – Gaz–System Aukcje (<https://aukcje.gaz-system.pl/>). W minionym roku gazowym za pomocą tego nowoczesnego narzędzia aukcyjnego do przydziału przepustowości przeprowadzono 305 aukcji produktów przepustowości powiązanej i niepowiązanej. Na platformie aukcyjnej GSA funkcjonują obecnie 44 aktywne podmioty kupujące oraz 116 zalogowanych użytkowników.

ROZWÓJ DLA WSPÓLNYCH KORZYŚCI

Istotną część konferencji stanowiły plany GAZ–SYSTEM S.A. na najbliższe 10 lat, realizowane w ramach Krajowego Planu Rozwoju. Wśród głównych założeń inwestycyjnych operatora gazociągów przesyłowych na lata 2016–2025 znalazły się: budowa pięciu nowych interkonektorów, rozbudowa terminalu LNG oraz dalsza rozbudowa wewnętrznej sieci nowych gazociągów o kolejne ponad 2 tys. km. Głównymi celami zaplanowanych inwestycji są: dywersyfikacja dostaw gazu oraz zwiększenie integracji rynków w Europie Środkowo-Wschodniej. Docelowo inwestycje te mają zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne poprzez pełną techniczną zastępowalność dotychczasowych kierunków importowych kierunkami alternatywnymi. W trakcie konferencji zaprezentowano główne założenia, cele i korzyści z budowy zintegrowanego systemu energetycznego, m.in. SMART GAS GRID. Poruszono także temat zmian wynikających z aktualizacji „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”, które czekają klientów w roku gazowym 2015/2016.



Rozstrzygnięcie konkursu „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”

25 września br. w Muzeum Gazownictwa w Warszawie odbył się finał konkursu „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”, zorganizowanego w maju przez Departament Badań i Rozwoju Centrali PGNiG SA.

Jedenastu starannie wybranych finalistów (trzy 2-osobowe zespoły i 5 osób indywidualnie) przedstawiło zarys swoich projektów przedstawicielom kapituły konkursu. W jej skład weszli członkowie Naukowej Grupy Doradczej, działającej przy PGNiG SA – grono dziesięciu wybitnych polskich uczonych oraz dyrektorzy: Departamentu Strategii i Regulacji, Oddziału Geologii i Eksploatacji, Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego oraz Departamentu Badań i Rozwoju.

Po prezentacji obecni podczas finału członkowie kapituły zadawali pytania dotyczące nie tylko technicznych i innowacyjnych aspektów przedstawionych projektów, ale także założeń budżetowych koniecznych do ich realizacji. Okazało się, co z satysfakcją podkreślił Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju, że finaliści dużą wagę przywiązywali do ekonomicznych efektów, jakie może przynieść wdrożenie ich pomysłów. Obrady jury były burzliwe, ponieważ wszystkie projekty były na wysokim poziomie i niełatwo było wybrać jeden najlepszy. Choć przyznano 3 nagrody finansowe, a laureatka pierwszej nagrody otrzymała od organizatora propozycję realizacji swojego projektu, dyrektor Dzirba nie wykluczył, że PGNiG zechce podjąć rozmowy o współpracy z właścicielami innych pomysłów.



Zwycięzcami I. edycji konkursu zostali:

1. miejsce i nagrodę w wysokości 15 000 zł otrzymała Joanna Szymańska (Politechnika Warszawska, Wydział Inżynierii Materiałowej, Zakład Projektowania Materiałów) za projekt



pn. „**Produkcja i badania ultralekkich propantów ceramicznych przeznaczonych do efektywnego wydobycia gazu łupkowego**”;

2. miejsce i nagrodę w wysokości 10 000 zł otrzymali: Błażej Bartkowski, Maciej Chudy i Jakub Skrzetuszewski (Politechnika Poznańska, Katedra Techniki Ciepłej) za projekt pn. „**Zwiększenie efektywności energetycznej w PGNiG SA w oparciu o zastosowanie układu ORC**”;
3. miejsce i nagrodę w wysokości 5000 zł otrzymali: Łukasz Świrk i Marcei Nowak (Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie) za projekt pn. „**Zastosowanie ozonu jako inhibitora biodegradacji płynu wiertniczego**”.

Innowacyjność pomysłu zdobywczyni I nagrody polega na możliwości wytworzenia propantów o bardzo wysokiej, sięgającej nawet 60%, porowatości. Pozwala to na swobodny przepływ gazu przez wnętrze propantów, a więc stwarza możliwość wyższego stopnia szczypania złoża. Dodatkowo bardzo pozytywny jest aspekt ekologiczny – w materiałach propantów zastosowane będą dodatki odpadowe, w tym polimery i koks naftowy.

Wszystko wskazuje na to, że w przyszłym roku PGNiG ogłosi II edycję konkursu. – *Paradoksalnie, brak wiedzy, ale nie niewiedza, pozwolił uczestnikom konkursu na poszukiwanie innowacyjnych pomysłów w obszarach, gdzie być może nikt inny dotąd nie szukał* – podsumował finał dyrektor Dzirba.

Więcej informacji o nagrodzonych już wkrótce na stronie konkursu: <http://www.pgnig.pl/mlodzi-innowacyjni-dla-pgnig>

Katarzyna Mróz,
PGNiG SA

dokończenie ze str. 7



PGNiG POTWIERDZIŁO ODKRYCIE ZŁOŻA GAZOWEGO W WIELKOPOLSCE

PGNiG SA potwierdziło odwiertem Miłostaw 4K odkrycie złoża gazowego w miejscowości Miłostaw w powiecie wrzesińskim w woj. wielkopolskim. Spółka z sukcesem zakończyła wiercenie otworu kierunkowego, poszukiwawczego Miłostaw -4K o całkowitej długości 3875 m na koncesji Kórnik-Środa. Obecnie trwają testy. Odkrycie wpisuje się we wcześniejsze odkrycia na tym terenie, tj. złoża Lisewo, Komorze, Winna Góra, Środa i Kromolice. Prace w ramach koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, na zlecenie PGNiG, prowadzi firma Exalo Drilling S.A. Jest to wspólny projekt PGNiG SA (operator, udział w koncesji 51%) z firmą FX Energy sp. z o.o. (udział 49%).



UE PRZYGOTOWUJE SIĘ NA COP21

Unia Europejska kończy proces przygotowań do grudniowej konferencji klimatycznej COP21. 18 września br. Rada UE zatwierdziła wspólny mandat negocjacyjny.

Rada UE zgodziła się na wspólne stanowisko przed grudniowymi negocjacjami w Paryżu. Ministrom udało się znaleźć kompromis wbrew początkowo niechętnemu stanowisku niektórych państw środkowoeuropejskich, w tym Polski.

W mandacie udało się zawrzeć zobowiązanie UE do redukcji emisji CO₂ o 40 proc. (względem poziomu z 1990) do 2030 r. Zgodzono się też na zawarcie w tekście porozumienia zobowiązania do przeglądu postępów w jego wprowadzaniu co pięć lat. Polsce, w zamian za zgodę, udało się wynegocjować odejście od użycia w tekście słowa dekarbonizacja i zastąpienie go „neutralnością klimatyczną”.

Według przedstawicieli Polski ta różnica ma być kluczowa dla przyszłego rozwoju technologicznego i środowiskowego kraju. Jakkolwiek bowiem dekarbonizacja zakłada odchodzenie od technologii wykorzystujących węgiel w jakikolwiek sposób, to neutralność wpływu na klimat pozwala na jego użycie w sytuacji, kiedy nie wpłynie to negatywnie na środowisko, np. w przypadku spalania go, przy jednoczesnym wykorzystaniu technologii sekwestracji CO₂ (ang. CCS, wychwytywanie i bezpieczne składowanie dwutlenku węgla pod ziemią).

Z porozumienia zadowolony był Miguel Arias Canete, komisarz ds. energii i zmian klimatu. Po zakończeniu obrad stwierdził, że mandat pozwoli „na zawarcie ambitnego, szerokiego i wią-

żącego porozumienia klimatycznego. Do tego będziemy dążyć i nie zgodzimy się na nic innego” – podkreślił.

Komisarz dodał, że UE będzie dążyła do wynegocjowania zmniejszenia emisji o 50 proc. (w porównaniu z poziomem z 1990 r.) do 2050 r. Arias Canete chce, by do 2100 r. emisje były „bliskie zeru lub poniżej”.

Zgromadzeni na zewnątrz budynku rady przedstawiciele organizacji proekologicznych w większości z zadowoleniem przyjęli zatwierdzenie unijnego mandatu, choć część wołałaby bardziej radykalne postanowienia. Wszyscy chcą jednak, by UE przedstawiła szczegóły obniżenia emisji o 40 proc. do 2030 r., jako że obawiają się symbolicznych kroków niektórych państw.

Wendel Trio, dyrektor Climate Action Network Europe, nazwał porozumienie i zapowiedź Ariasa Canete o chęci dopro-

Zapraszamy na Forum Czystej Energii podczas Międzynarodowych Targów POL-EKO-SYSTEM 27–29 października 2015 r., MTP, Poznań, pawilon 7A
W programie m.in.:
Panel dyskusyjny
„Polskie ciepłownie – koncepcje modernizacji”.
Paneliści: Paweł Smoleń, Andrzej Rubczyński, Janusz Starościk, Wojciech Rychlicki, Andrzej Schoeneich

wadzenia emisji do zera „ważnym sygnałem”. Dodał także, że „UE będzie musiała wspierać swoich sojuszników w państwach rozwijających się w ich działaniach na rzecz zmniejszenia emisji”.

Z mandatu zadowoleni są także przedstawiciele biznesu. Markus Beyrer, dyrektor generalny stowarzyszenia Business Europe, powiedział, że decyzje ministrów „zmierzają we właściwym kierunku”. Podkreślił jednak, że brakowało mu „jasnego wezwania do podobnych działań ze strony państw pozaeuropejskich”. Brak takich działań mógłby bowiem spowodować ucieczkę przemysłu z Europy.



NORD STREAM 2 BUDZI OBAWY

– Komisja Europejska dokona rygorystycznej oceny planów rozbudowy gazociągu Nord Stream, który będzie musiał być w stu procentach zgodny z unijnymi przepisami – zapewnił europosłów Miguel Arias Canete, komisarz UE ds. polityki klimatycznej i energii, podczas debaty 6 października br. w Parlamencie Europejskim w Strasburgu.

– Nadal będziemy prowadzić rygorystyczną ocenę projektu Nord Stream 2. Będziemy w kontakcie z regulatorem niemieckim i przygotujemy wnioski co do zgodności projektu z prawem unijnym – zapowiedział komisarz.

Na początku września przedstawiciele Gazpromu, niemieckich firm E.On i BASF-Wintershall, brytyjsko-holenderskiego Royal Dutch Shell, austriackiego OMV i francuskiego Engie (dawniej GdF Suez) podpisali prawnie obowiązujące porozumienie akcjonariuszy w sprawie budowy Nord Stream 2, nowej dwunitekowej magistrali gazowej o przepustowości 55 mld metrów sześciennych surowca rocznie z Rosji do Niemiec przez Morze Bałtyckie.

UCZCIWI GAZOWNICY

Jak podały rzeszowskie „Nowiny”, uczciwość się opłaca. Godna podziwu jest postawa pracowników rzeszowskiej gazowni, którzy znaleźli ogromną sumę pieniędzy (200 tysięcy) i zdecydowali się zgłosić to na policję. Można się tylko zastanowić, ilu z nas zrobiłoby tak samo, a ilu zdecydowałoby się włożyć kasę do kieszeni.



Smak PGNiG-owego gazu...

Cezary Mróz

Europejski Festiwal Smaku to wydarzenie łączące w sobie smaki jedzenia, muzykę i sztukę. Już siódma jego edycja odbyła się 2–6 września, tradycyjnie na ulicach, w budynkach, restauracjach, kościołach oraz na scenach Lublina. To także promocja PGNiG – jednego z partnerów festiwalu.

5 dni i 100 wydarzeń – pokazów kulinarnych, warsztatów, wystaw. To promocja Lubelszczyzny, ukazująca jej wielokulturowość i dziedzictwo, ale w tym roku także ukłon w stronę jednego ze wschodnich partnerów – Gruzji. To właśnie ten kraj pragnęli przybliżyć organizatorzy. Kulinarnie – poprzez Gruzińskie Miasteczko Smaku, zlokalizowane w samym sercu miasta, muzycznie – poprzez koncert Katie Melua, której występ zappełnił niedawno oddaną do użytku Lublin Arenę.

Cały wachlarz dań i posiłków, wystawy ogrodnicze, warsztaty przygotowywania posiłków, piw i nalewek, salon literacki, spektakle teatralne, koncerty muzyczne, wernisaże fotograficzne i malarskie, a na zakończenie – duchowa uczta pod nazwą „Smak i kolor krzyża” jako Debata Dwóch Ambon w Bazylice oo. Dominikanów.



Waldemar Sulisz, dyrektor Europejskiego Festiwalu Smaku, podsumowując imprezę, wspominał wypowiedź Pawła Potoro-czyna, dyrektora Instytutu Adama Mickiewicza, patrona EFS:

– „Kuchnia jest częścią kultury, ale kultura to gospodarka. Niech pan, budując markę festiwalu, myśli o produkcie, o jego marketingu, o tym, że to ma być produkt, który będzie dobrym narzędziem do rozwijania gospodarki w regionie”. I tak staram się działać. Rdzenna kuchnia lubelska jest zaginioną Atlantydą, ja próbuję ją poskładać z okruszków pamięci.



Fot. Jakub Mróz



XXVII Mistrzostwa Polski Firm Gazowniczych i Naftowych w Tenisie

Centrum Tenisowe w Sobocie koło Poznania od 4 do 6 września gościło tenisistów z całej Polski.

Długa historia mistrzostw rozpoczęła się wiele lat temu w Zielonej Górze. Jak niektórzy mawiają, w „dobrych czasach” rywalizowało ze sobą ponad stu tenisistów amatorów. Branża ewoluowała z jednej dużej spółki z 48 oddziałami w kierunku grupy kapitałowej, co ostatecznie wymusiło potrzebę zmiany formy integracji pracowniczej związanej ze sportem. Tenisiści jako pierwsi zrzeszyli się w Towarzystwie Sportowo-Turystycznym Nafty i Gazu Sportgas i od minionego roku kontynuują tradycje tenisowe, którym patronuje prezes PGNiG SA.

Tegoroczne zmagania odbywały się w kategoriach: singiel i debel mężczyzn oraz singiel kobiet. Wśród mężczyzn

wprowadzono podział wiekowy uczestników, w rezultacie utworzono 3 grupy w obu kategoriach: open, 41+ i 50+.

Mimo licznych prób ze strony innych drużyn, Puchar Prezesa PGNiG SA obronili ubiegłoroczni zwycięzcy. W skład najlepszej drużyny weszli przedstawiciele Centrali Spółki oraz oddziałów w Sanoku i Zielonej Górze. Serdecznie gratulujemy.

Wyniki	
Singiel kobiet	
1.	Ewelina Skaza (PKP Energetyka)
2.	Jolanta Siergiej (PGNiG)
3.	Aleksandra Czech (PGNiG)
Singiel mężczyzn 50+	
1.	Mirosław Kielb (PGNiG)
2.	Bogdan Matysik (Sportgas)
3.	Marek Koczela (PSG)

Singiel mężczyzn 41+	
1.	Paweł Fic (PGNiG)
2.	Jarosław Wierzbicki (PSG)
3.	Grzegorz Padło (PSG)
Singiel mężczyzn OPEN	
1.	Marcin Jabłoński (PGNiG)
2.	Marcin Jaworski (PSG)
3.	Sławomir Mundry (PGNiG)
Debel mężczyzn 45+	
1.	Mirosław Kielb (PGNiG), Marek Koczela (PSG)
2.	Tomasz Siegert, Witold Gałązkiewicz (PSG)
3.	Jarosław Sopoćko, Jarosław Wierzbicki (PSG)
Debel mężczyzn OPEN	
1.	Marcin Jabłoński, Piotr Rechnio (PGNiG)
2.	Marcin Jaworski, Grzegorz Padło (PSG)
3.	Michał Oberg, Adam Rymaszewski (PSG)
Klasyfikacja generalna firm	
1.	PGNiG – 63 punkty
2.	PSG – 42 punkty
3.	PKP Energetyka – 14,5 punktu

Squash po raz pierwszy

Organizator turniejów tenisowych Sportgas wyszedł naprzeciw coraz większej grupie zainteresowanych grą w squasha i połączył w Sobocie wszystkie rakiety, otwierając I Branżowe Mistrzostwa Polski Firm Gazowniczych i Naftowych w Squasha o Puchar Prezesa PGNiG SA.

W turnieju w „najmłodszej” wśród członków Sportgas dyscyplinie udział

wzięło 12 entuzjastów tego sportu. Wśród nich była jedna kobieta, której szczególnie należy pogratulować hartu ducha w grze z mężczyznami. W systemie każdy z każdym zawodnicy rozegrali po 11 pojedynków!

Tenisiści „ziemni” z zaciekawieniem, ale i mieszanymi uczuciami przyglądali się rozgrywkom w zamkniętej przestrzeni, z inną piłką i rakieta. Czy zamienią swoje

rakiety na mniejsze, choćby od czasu do czasu, gdy trudno znaleźć partnera na długi „ziemny” mecz? Czas pokaże, o czym przekonamy się pewnie za rok podczas kolejnych mistrzostw.

Zwycięzcy turnieju:	
1. miejsce	Wojciech Muszyński (PGNiG Obrót Detaliczny)
2. miejsce	Norbert Smalera (PGNiG OGIE)
3. miejsce	Grzegorz Fydrych (PGNiG OGIE)

Dorota Mundry

„Alpejczyk” w Górach Świętokrzyskich

Włodzimierz Kleniewski

Już po raz trzynasty (10–13 września) spotkaliśmy się na Mistrzostwach Polski Branży Naftowej i Gazowniczej w Rowerach Terenowych. W ramach imprezy odbyły się także: XIX Rajd Konny, VII Rajd Pieszy i V Jubileuszowy Spływ Kajakowy. Mariusz Zawisza, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, objął nasze mistrzostwa honorowym patronatem.

Tym razem zakwaterowani byliśmy w hotelu Uroczysko w Cedzynie. Cedzyna to mała miejscowość pod Kielcami, leżąca u podnóża Gór Świętokrzyskich. Znajdujący się tutaj zalew, o tej samej nazwie, jest największym zbiornikiem wodnym w okolicy – zajmuje 65 ha.

Właśnie w tym miejscu, m.in. po drogach wokół zalewu, na 10-kilometrowej trasie odbyła się koronna konkurencja mistrzostw – wyścig rowerowy. Rywalizowano w dwóch grupach kobiet i mężczyzn, podzielonych na kategorie wiekowe. Po zaciętej walce zwycięzcami zostali: w grupie I kobiet – Jadwiga Krawcewicz z PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, w grupie II kobiet – Patrycja Tymcio z Polskiej Spółki Gazownictwa z Warszawy, w grupie I mężczyzn – Grzegorz Kosmala z Polskiej Spółki Gazownictwa, a w grupie II mężczyzn – Roman Frankiewicz, także z Polskiej Spółki Gazownictwa. Klasyfikacja drużynowa zakończyła się zwycięstwem Polskiej Spółki Gazownictwa. Drugie miejsce zajęło PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, a trzecie firma EuRoPol GAZ z Warszawy.

Bardzo ciekawą, ok. 23-kilometrową trasą po Czarnej Nidzie i Nidzie odbył się spływ kajakowy. Mimo dość niskiego stanu wody i pewnych trudności z tym związanych, piękne widoki i słoneczna pogoda na długo pozostaną w pamięci uczestników.

Na nudę nie mogli też narzekać ci, którzy zdecydowali się na rajd pieszy. Ciekawa, urozmaicona trasa wiodła m.in. przez najwyższy szczyt Gór Świętokrzyskich – Łysicę, Świętą Katarzynę i opactwo benedyktyńskie Św. Krzyża na Łysej Górze. To ostatnie miejsce zrobiło na piechurach największe wrażenie. Sanktuarium, według legendy, założone w 1006 r. przez Bolesława Chrobrego, od XIV w. nazywane jest Św. Krzyżem z powodu przechowywanych tutaj relikwii krzyża świętego. Miejsce to jest



jednym z najważniejszych polskich sanktuariów i celem licznych pielgrzymek.

Dwudniowy rajd konny przebiegał pięknymi szlakami, położonymi w centralnej części Świętokrzyskiego Parku Narodowego.

Każdy uczestnik mógł wziąć także udział w kursie pierwszej pomocy przedmedycznej, który przeprowadzili profesjonalni ratownicy medyczni.

Nasze spotkanie w Górach Świętokrzyskich było jednym z elementów obchodów 15. rocznicy powstania „Alpejczyka”. Zapraszamy wszystkich członków i sympatyków naszego stowarzyszenia, entuzjastów aktywnych form spędzania wolnego czasu, na naszą kolejną, tym razem narciarską imprezę – XVI Mistrzostwa Polski w Narciarstwie Alpejskim Branży Gazowniczej i Naftowej – która odbędzie się prawdopodobnie w ostatni weekend stycznia 2016 roku. Staramy się, aby miejscem naszego spotkania był hotel w Arłamowie.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

nia ceny gazu ziemnego. W perspektywie średnioterminowej mogą się więc pojawić warunki do istotnej poprawy rentowności wytworzenia energii elektrycznej z gazu oraz do rozwoju branż wykorzystujących ten surowiec jako substrat w przeprowadzanych procesach (sektor chemiczny). Potrzebna jest więc – naszym zdaniem – dodatkowa, pogłębiona analiza potencjału rozwoju sektora gazu ziemnego w kontekście postępującej liberalizacji. W dokumencie opisana została ogólna charakterystyka systemu magazynowania gazu ziemnego w Polsce, jednakże „Polityka energetyczna Polski do 2050 r.” nie odpowiada na kluczowe dla tej działalności pytania. Inaczej PEP 2050 podchodzi do magazynowania w sektorze paliwowym. Rozszerzona w obecnej wersji analiza systemu bezpieczeństwa w sektorze paliwowym nie tylko wskazuje na konieczność zmian, lecz również definiuje przesłanki, jakimi należy się kierować, modyfikując ten system. Analogicznie PEP 2050 powinien podchodzić do działalności w sektorze magazynowania gazu ziemnego, zwłaszcza w kontekście potrzeby dostosowania krajowego systemu bezpieczeństwa dostaw do regulacji na poziomie unijnym*. Utrzymanie obecnego systemu bezpieczeństwa dostaw może być nie do pogodzenia z zapowiedziami przedstawicieli instytucji rządowych o utworzeniu na obszarze Polski regionalnego węzła gazowego (ang. *hub*). PEP 2050 wskazuje na rolę wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, jednocześnie brakuje analogicznych sformułowań o poszukiwaniu i eksploatacji złóż konwencjonalnych. Dopiero pełne wykorzystanie potencjału złóż konwencjonalnych, przy wsparciu dla gazu z formacji łupkowych, pozwoli na realizację zrównoważonej polityki surowcowej w kraju. W celu prowadzenia zrównoważonej polityki surowcowej potrzebna jest – naszym zdaniem – ponowna analiza rentowności wydobycia gazu ziemnego w Polsce, zwłaszcza rewizja obciążeń podatkowych sektora. Zmiana uwarunkowana jest brakiem biznesowego uzasadnienia dla wydobycia gazu z formacji łupkowych w Polsce, co spowodowało stopniowe wycofywanie się zagranicznych inwestorów. Wydobycie krajowe ma jednak istotną rolę w prowadzonej przez państwo polityce energetycznej. Zmniejszona aktywność w sektorze poszukiwania i eksploatacji nowych złóż, spowodowana dotkliwymi obciążeniami fiskalnymi, może mieć w dłuższej perspektywie negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Mamy nadzieję, że uwagi w znacznej mierze zostaną uwzględnione. Izba jest za jak najszybszym uchwaleniem PEP 2050, a zwłaszcza planu działań do 2018 r., które w wielu kwestiach (np. systemu wsparcia dla kogeneracji) powinny być przyspieszone.

Kolejny kwartał zapowiada się równie pracowicie. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy na organizowaną wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Urząd Dozoru Technicznego konferencję techniczną pt. „**UDT dla gazownictwa**”, która odbędzie się **14–15 października 2015 r.** w Jachrance (hotel Warszawianka, Centrum Kongresowe). W trakcie dwudniowego cyklu spotkań i debat goście konferencji będą mieli możliwość zapoznania się m.in. z tematyką z zakresu nadzoru Urzędu Dozoru Technicznego nad gazociągami oraz świadczonych w tym zakresie usług. Podczas spotkania przedstawiciele operatorów sieci gazowych przedstawią również swoje doświadczenia w zakresie budowy, odbioru i bezpieczeństwa eksploatacji rurociągów przesyłowych.

Izba Gospodarcza Gazownictwa tradycyjnie objęła honorowy patronat nad **VIII edycją Top-GAZ Rogów 2015**, która odbędzie się **12–14 października 2015 r.** pod hasłem: „**Technika opomiarowa-**

KOMITET STANDARDU TECHNICZNEGO

W III kwartale br. pracował Komitet Standardu Technicznego IGG. W związku z przejściem na emeryturę Anatola Tkacza, Zarząd IGG odwołał go z dniem 30 czerwca 2015 r. z pełnionej funkcji kierownika Sekretariatu KST i powołał z dniem 1 lipca 2015 r. na to stanowisko Andrzeja Buryło.

W związku ze złożonymi rezygnacjami Zarząd IGG odwołał również ze składu Komitetu Standardu Technicznego: Mirosława Wójcickiego (Instalatorstwo Sanitame C.O. i Gazowe – Mirosław Wójcicki) i Andrzeja Harasyma (BSiPG GAZOPROJEKT SA) oraz powołał do KST Roberta Lecha (PEGAS Sp. z o.o.)

W III kwartale br. ukazały się drukiem:

- opracowany przez Zespół nr 4 pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego Standard Techniczny oznaczony **ST-IGG-0401:2015; Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie.**
- opracowany przez Zespół nr 14 pod kierownictwem Artura Szelca Standard Techniczny **ST-IGG-1401:2015; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych.**
- opracowany przez Zespół nr 14 pod kierownictwem Artura Szelca Standard Techniczny **ST-IGG-1402:2015; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów.**
- opracowany przez Zespół nr 14 pod kierownictwem Artura Szelca Standard Techniczny **ST-IGG-1403:2015; Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb.**
- opracowany przez Zespół nr 20 pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego Standard Techniczny **ST-IGG-0205:2015; Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego.**

Standardy są do nabycia w wersji papierowej i elektronicznej.

Do ankiety w III kwartale 2015 skierowano następujące projekty standardów technicznych:

- **ST-IGG-0206:2015. Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego** (wersja z 13.08.2015 r.).

26 września odbyła się również konferencja uzgadniająca w sprawie:

- **ST-IGG-0207:2015 „Protokół komunikacyjny GAZ-MODEM 3”.**

21 października br. odbędzie się plenaryjne posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego, który m.in. rozpatrzy przedstawione przez Prezydium i Sekretariat KST propozycje zmian mających usprawnić działalność standaryzacyjną w branży gazowniczej, w której obecnie trwają poważne procesy restrukturyzacyjno-organizacyjne, wpływające również na sferę techniczną.

nia gazu dziś i jutro”. Mając na uwadze tematykę seminarium oraz jego ogólnokrajowy zasięg, jesteśmy głęboko przekonani, iż spotka się ono z ogromnym zainteresowaniem branży gazowniczej, umożliwiając wymianę doświadczeń i opinii w zakresie szeroko rozumianych pomiarów w gazownictwie.

W październiku br. startuje XI edycja dwuletnich studiów menedżerskich typu Executive Master of Business Administration dla firm sektora gazowniczego. Izba Gospodarcza Gazownictwa organizuje je tradycyjnie we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz **Institut d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia**. Program kierowany jest do specjalistów wyższego szczebla kierowniczego. Studia trwają 4 semestry (dwa lata, około 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek-sobota).

* System bezpieczeństwa dostaw w Unii Europejskiej uregulowany został w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz.U. UE L 295/1 z 12 listopada 2010 r.).

twoje nowe źródło oszczędności

aktualne promocje



programy rabatowe



*oferty specjalne
dla firm*



tańszy gaz ziemny od PGNiG Obrót Detaliczny

Z przyjemnością informujemy, że dla Państwa wygody przygotowaliśmy dedykowaną sekcję na naszej stronie, w której umieszczamy informacje o aktualnych promocjach dla firm. W biznesie sprawdza się regularnie www.oferta.pgnig.pl.



PGNiG Obrót Detaliczny
Twój bezpieczny i wiarygodny
sprzedawca energii


PGNiG
OBRÓT DETALICZNY

Bezpieczeństwo i gwarancja dostaw

Dywersyfikacja źródeł dostaw to bezpieczeństwo energetyczne kraju i komfort naszych Klientów



Wiemy, że zróżnicowane źródła zasobów i inwestowanie w nowe przedsięwzięcia wpływają na stabilność dostaw. Dlatego nasze cele strategiczne dotyczą wzrostu wydobycia ropy i gazu, a bezpieczeństwo i jakość to dla nas wartości nadrzędne.