

marzec 2015

Przegląd gazowniczy nr 1 (45)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

EXPO-GAS 2015
22-23 kwietnia, Kielce
Zapraszamy

Temat wydania:

**POTENCJAŁ ROZWOJOWY
POLSKIEGO RYNKU GAZU**



Internetowa Akademia Gazownictwa

Izba Gospodarcza Gazownictwa wspólnie z Wirtualną Internetową Akademią Biznesu w 2014 roku uruchomiła INTERNETOWĄ AKADEMIĘ GAZOWNICTWA, w ramach której realizowane będą przedsięwzięcia e-learning i multimedialne dla branży gazowniczej.

Internetowa Akademia Gazownictwa umożliwi firmom korzystanie ze szkoleń e-learning, dotyczących między innymi standardów technicznych opracowanych przez IGG oraz innych, wynikających z ich specyfiki i potrzeb.

Dotychczas zrealizowano między innymi e-szkolenie dotyczące Standardu Technicznego:

- **ST-IGG-2701.2014** „Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii”,

które cieszyło się bardzo dużym uznaniem uczestników.

Przygotowane zostały również e-szkolenia dotyczące standardów bezpieczeństwa, takich jak:

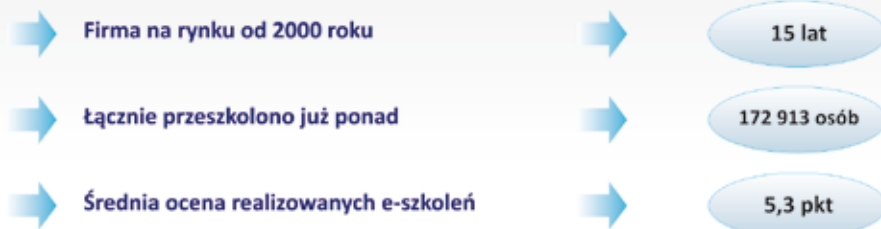
- **ST-IGG-0401:2010** „Sieci gazowe strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie”
- **ST-IGG-2601:2014** „Prace gazoniebezpieczne, sieci gazowe, dystrybucyjne. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania”
- **ST-IGG-0504:2014** „Zespoły gazowe na przyłączach, wymagania w zakresie obsługi”

W ramach Internetowej Akademii Gazownictwa wszystkie firmy będą miały do dyspozycji bez ponoszenia dodatkowych kosztów najnowszej generacji platformę szkoleń e-learning, obsługiwana przez WIAB, na której będą udostępniane opracowane w wersji multimedialnej standardy techniczne IGG oraz inne szkolenia e-learning.

Zastosowanie tych rozwiązań zapewnia wysoką efektywność merytoryczną oraz przyczynia się do uzyskania bardzo dużych oszczędności kosztów.



Informacja o Wirtualnej Internetowej Akademii Biznesu



Warto podkreślić, że Wirtualna Internetowa Akademia Biznesu współpracuje z PGNiG od 10 lat i tylko w tej firmie przeszkoliła 31 759 osób, a średnia ocena m.in. za wartość merytoryczną, metodykę, organizację, jakość multimedialną i graficzną e-szkoleń wyniosła 5,1 pkt. w skali 6-punktowej.

Samorząd gospodarczy w Polsce ma w pewnym sensie podwójny wizerunek. Jeden kreują firmy członkowskie, trwale zainteresowane uczestnictwem w jego działaniach, biorące udział w konferencjach i szkoleniach, płacące składki i utrzymujące kontakt z władzami samorządu.

Drugi kreują parlamentarzyści i administracja publiczna. Wypracowano już mechanizmy dialogu społecznego, prowadzone są konsultacje w toku prac legislacyjnych, niekiedy przedstawiciele decydentów spotykają się z przedsiębiorcami (choć niezbyt często). Ale gdyby chcieć podsumować skutki tego dialogu i prowadzonych konsultacji, dominujące staje się przekonanie, że owoce tych działań nie są zbyt imponujące. Nie przekładają się na jakość stanowionego prawa, nie znajdują odbicia w ustawach i rozporządzeniach. Wręcz przeciwnie. W licznych, niestety, przypadkach regulacje prawne przybierają taką postać, jakby w ogóle nie były konsultowane. W innych przypadkach, mimo intensywnych prac różnych zespołów roboczych, oczekiwane regulacje w ogóle nie ujrzały światła dziennego. Przykłady? Projekt prawa gazowego od 2009 roku czeka na przyjęcie, i nawet szczątkowe „trójpaki” procedowane były przez 3 lata. Projekt słynnej ustawy „łupkowej” ujrzał światło po ponad trzech latach, a tzw. ustawa korytarzowa po siedmiu latach prac poszła do kosza, bo nagle w grudniu ubiegłego roku pojawił się projekt, by zastąpić ją ustawą o strategicznych inwestycjach celu publicznego. Moja refleksja na temat samorządu gospodarczego jest o tyle zasadna, że właśnie rozpoczynam kolejną kadencję kierowania Izłą Gospodarczą Gazownictwa. To ponad dekada doświadczeń. Jeśli spojrzeć na wyniki wyborów (17 marca br.) nowego Zarządu IGG, w niewiele zmienionym składzie, można mieć poczucie satysfakcji, bo ponowny wybór oznacza akceptację dla dotychczasowych dokonań i zaufanie, że będą w odpowiedni sposób kontynuowane. Stabilny poziom zrzeszonych firm wskazuje, że IGG jako instytucja samorządowa zyskuje ich zaufanie i jest potrzebna. Pragnę wyrazić nadzieję, że tak wysoka akceptacja dla władz IGG pokazuje, iż nawet niezbyt owocny dialog z decydentami powinien być kontynuowany, bo jest konieczny i oczekiwany. Doświadczenie uczy, że procedury sejmowe i rządowe są często skomplikowane, trudne, rozwleczone w czasie, ale ostatecznie bywają wieńczone sukcesem. Musimy pozostać otwarci na ten dialog, bo niedokończone sprawy wymagają zakończenia, a skala wyzwań, przed jakimi stoi branża gazownicza, jest tak olbrzymia, że samorząd musi wspierać polskie gazownictwo i bronić warunków dla jego rozwoju.



Mirosław Dobrut, prezes zarządu IGG

EXPO-GAS
VIII Targi Techniki Gazowniczej
22-23.04.2015 Kielce

Targom towarzyszą:
• Konferencja „**Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu**” (organizator Izba Gospodarcza Gazownictwa)
• Warsztaty Izby Gospodarczej Gazownictwa

Z okazji zbliżających się Świąt Wielkanocnych życzymy Państwu samych dobrych jajek, słonecznego nieba i radośnych spotkań przy świątecznym stole.

www.expo-gas.pl

Organizatorzy: Izba Gospodarcza Gazownictwa, Targi Kielce
www.igg.pl
Targi Kielce SA, 23-673 Kielce, ul. Zakładowa 1
Dyrektor Produktów - Anna Prokocim
tel. 41 345 12 31, fax 41 345 62 61, e-mail: produkt@zawodnigi.igg.pl

Partnerzy medialni: energia TECHNOLOGIE, CIRE.PL, ARE, gaz na gaz, PIPULACJA

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – wiceprezes zarządu
Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Agnieszka Chmielarz
PGNiG Obrót Detaliczny

Małgorzata Ciemnołońska
PGNiG SA

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Katarzyna Wróblewicz
Polska Spółka Gazownictwa
Centrala Spółki

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 Książkowska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

Nakład 2000 egz.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **System przesyłowy gazu ziemnego fundamentem rozwoju i bezpieczeństwa rynku.**
Dr hab. Jan Chadam pisze o strategicznych inwestycjach w infrastrukturę gazową.
- 11 **Kogeneracja systemowa i rozproszona – bezpieczeństwo rynku energii.** Prof. dr Waldemar Kamrat analizuje szanse rozwoju układów skojarzonego wytwarzania energii.
- 15 **Elektrownie gazowe a OZE.** Zespół prof. dr. Władysława Mielczarskiego wskazuje na korzyści płynące ze stosowania gazu ziemnego w rozwoju odnawialnych źródeł energii.
- 17 **Potencjał rozwojowy rynku gazu w kontekście PEP 2050.** Dr Maciej Bukowski rozważa scenariusze rozwoju dla energetyki z udziałem błękitnego paliwa.

NASZ WYWIAD

- 20 **Unia energetyczna to wspólnota w różnorodności.**
Rozmowa z Marošem Šefčovičem, wiceprzewodniczącym KE oraz komisarzem ds. unii energetycznej.



PUBLICYSTYKA

- 22 **Artykuł może wprowadzać zamieszanie.** Stanisław Okrasa polemizuje z publikacją nt. udziału gazu w ENERGY MIX, w nr. 4/2014 „Przeglądu Gazowniczego”.
- 24 **Arbitraż dotyczący formuły cenowej w długoterminowych kontraktach na dostawę gazu.** Radcowie prawni Paweł Pietkiewicz i Tomasz Chmal rozważają prawnicze aspekty renegeacji cen gazu w ramach KDT.
- 27 **Gaz i ropa to nie tylko popyt i podaż.** Piotr Kuczyński, analityk rynku, zwraca uwagę na mechanizmy nim rządzące.
- 28 **Namawiam do rynku zorganizowanego.** Grzegorz Romanowski włącza się do dyskusji o rynku wykonawczym w branży gazowniczej.
- 42 **Pierwszeństwo dla ciepła systemowego.** Radcy prawni Adam Frąckowiak i Anis Ben Amer analizują problem w świetle ostatnich zmian w prawie.

20

REPORTAŻ

- 30 **Polscy szczypiorniści medalistami mistrzostw świata**
- 32 **PGNiG SA**
- 34–37 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**
- 59 **PGNiG Obrót Detaliczny**
- GAZ–SYSTEM S.A.**
- 38 **Innowacyjny system zarządzania inwestycjami**



G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.

- 44 **Przedsiębiorstwa multienergetyczne na europejskim rynku energii**

30

OSOBOWOŚĆ

- 46 **Liczą się tylko ludzie.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Andrzeja Bracha.

ANALIZA

- 49 **Co z gazem na Krymie?** Aleksander Wasilewski, radca w MSZ, omawia sytuację na rynku gazu po aneksji Krymu przez Rosję.

TECHNOLOGIE

- 56 **Porównanie terminali LNG w Świnoujściu i Kłajpedzie**

SPORT

- 58 **„Alpejczyk” ma 15 lat**



58

Na okładce: Węzeł przesyłu gazu w Reszkach. Fot. archiwum GAZ–SYSTEM S.A.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2015 r. Oprócz realizacji operacyjnych zadań rozpoczęliśmy go, tradycyjnie, od organizacji w Zakopanem (**16–18 stycznia 2015**) sympozjum gazowniczego pt. **„Europejski i polski rynek gazu – bieżące wyzwania”**. Podczas spotkania poruszone zostały kwestie dotyczące między innymi aktualnej sytuacji na rynku gazu ziemnego w Rosji i na Ukrainie, liberalizacji polskiego rynku gazu w aspekcie szans i barier, a także rekomendacji dla sektora gazowego do PEP 2050. Gościem sympozjum był Jan Klepac, przewodniczący Slovak Gas and Oil Association, który wygłosił referat pt. **„Słowacki rynek gazu w świetle zmian zachodzących w UE”**. Swoją obecnością obrady zaszczylicili również: Maciej Bando, prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Ireneusz Łazor, prezes Towarowej Giełdy Energii, oraz Aleksander Wasilewski, radca w Ministerstwie Spraw Zagranicznych. Sympozjum po raz kolejny wykazało, że jest ważnym miejscem wymiany opinii i doświadczeń dotyczących kluczowych kwestii związanych z rozwojem branży gazowniczej.

17 marca 2015 r. w Warszawie odbyło się **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG**. WZC podsumowało kolejny rok działalności, przyjmując sprawozdanie z działalności i finansowe IGG za rok 2014 oraz wyznaczyło podstawowe kierunki działalności i cele na rok 2015. WZC IGG dokonało również wyboru członków organów IGG (Zarządu i Komisji Rewizyjnej) na kolejną kadencję na lata 2015–2018 (więcej na stronie 6).

W związku z przygotowaniem do dystrybucji środków finansowych w ramach perspektywy finansowej UE na lata 2014–2020, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) – jako instytucja pośrednicząca – Programem Operacyjnym Inteligentny Rozwój (PO IR) ogłosiło nabór studiów wykonalności programów sektorowych. Programy sektorowe będą finansowane w ramach I osi priorytetowej PO IR (aktualny, spodziewany budżet na wszystkie programy sektorowe wynosi ok. 980 mln euro ~ 4 mld zł). Uwzględniając aspiracje i bezpośrednie wsparcie trzech kluczowych firm, tj. PGNiG SA,

GAZ-SYSTEM S.A. i PSG Sp. z o.o., Izba Gospodarcza Gazownictwa, wraz z firmą doradczą PwC, podjęła inicjatywę związaną z opracowaniem studium wykonalności programu sektorowego. Zostanie ono skierowane do Narodowego Centrum Badań i Rozwoju i ma posłużyć do przygotowania i ogłoszenia dedykowanego programu sektorowego wspierającego prace badawczo-rozwojowe w branży górnictwa naftowego i gazownictwa.

Studium wykonalności swym zakresem obejmie analizę oczekiwanych kierunków rozwoju sektora oraz technologii, których opracowanie pozwoli na poprawę konkurencyjności polskich przedsiębiorców na arenie międzynarodowej. Elementami opracowywanego studium wykonalności są także analizy aktualnych problemów sektora, jego potrzeb edukacyjnych czy infrastrukturalnych.

W pierwszym kwartale 2015 r. IGG opiniowała również akty prawne.

W styczniu 2015 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa, po zasięgnięciu opinii przedstawicieli firm członkowskich IGG, zgłosiła do Ministerstwa Gospodarki uwagi do projektu założeń do projektu ustawy „Prawo działalności gospodarczej”, zwracając uwagę na odebranie ustawie nadanego jej wcześniej atrybutu swobody w prowadzeniu działalności (przynajmniej wynikającego z tytułu ustawy) i wprowadzenie wielu szczegółowych przepisów regulujących działania organów administracji publicznej w sferze działalności gospodarczej. Wprowadzone zmiany stwarzają wrażenie, że skończył się okres, w którym przedsiębiorcy mieli prawo w miarę swobodnie decydować o swoich projektach i je realizować, a nastaje czas zwiększonego reżimu w zakresie działalności gospodarczej. Przewidziane w projekcie PDG zbyt liczne reguły postępowania organów administracji publicznej spowodują, że ustawa na pewno ułatwi pracę tym organom, ale jednocześnie będzie źle odebrana przez przedsiębiorców, gdyż trudno im odnaleźć w tym akcie prawnym ich własne prawa i obowiązki.

W związku z projektem rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli, na początku marca br. Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła do Głównego Urzędu Miar uwagi większości firm członkowskich. W piśmie zaznaczono, że prawidłowa ocena przesłanego dokumentu nie może być pełna bez jednoczesnego udostępnienia projektów nowelizacji innych rozporządzeń ministra gospodarki, a zwłaszcza rozporządzenia w sprawie wymagań, jakim powinny odpowiadać gazomierze i przeliczniki do gazomierzy (...) oraz rozporządzenia w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych. Proponowane zmiany do rozporządzenia MG w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli mają istotne znaczenie kosztowe dla operatorów systemów dystrybucyjnych



Agnieszka Rudzka

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

Efektom prowadzonych prac było ustanowienie w styczniu br. przez Zarząd IGG kolejnych standardów technicznych.

- **ST-IGG-0201:2014 „Protokół komunikacyjny SMART-GAS”**
- **ST-IGG-1201:2014 – Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym sieci gazowej**, zastępujący Standard Techniczny ST-IGG-1201:2010, ustanowiony przez prezesa zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały nr 17/2010 z 20 października 2010 r. Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.
- **ST-IGG-1202:2014 – Metoda próżniowa. Odpowietrzanie i napełnianie gazem ziemnym instalacji gazowej. Kontrolna próba szczelności**, zastępujący Standard Techniczny ST-IGG-1202:2010, ustanowiony przez prezesa zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa na podstawie uchwały nr 17/2010 z 20 października 2010 r. Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.

dokończenie na str. 41

● **10 marca br.** Najwyższa Izba Kontroli opublikowała raport po przeprowadzeniu z własnej inicjatywy, z uwzględnieniem sugestii Komisji Gospodarki Sejmu RP, kontroli realizacji inwestycji dotyczących budowy terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Zdaniem NIK, GAZ-SYSTEM S.A. stworzyła formalne podstawy do koordynowania budowy, rekomendowała nawet przedsięwzięcia usprawniające proces budowy oraz monitorowała realizację inwestycji, jednak nie posiadała wystarczających instrumentów do egzekwowania pożądanych działań ze strony uczestników procesu inwestycyjnego. To stało się główną przyczyną nieskutecznej koordynacji.

Kontrola NIK wykazała, że w prawidłowym realizowaniu zadań trudną do pokonania przeszkodą okazała się skomplikowana podległość realizatorów całego projektu. Podmioty realizujące poszczególne zadania (terminal, infrastruktura portowa, nabrzeże, gazociąg) podlegały różnym ministrom, co nie ułatwiało im harmonijnej współpracy.

● **19 marca br.** Ministerstwo Gospodarki rozpoczęło uzgodnienia międzyresortowe i konsultacje społeczne projektu **rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy**. Uwagi do dokumentu można zgłaszać do 2 kwietnia 2015 r.

● **17 marca br.** Ukończona została rozbudowa podziemnego magazynu

Nowa kadencja Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

17 marca 2015 r. Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa wybrało Zarząd Izby i Komisję Rewizyjną na kolejną, 3-letnią kadencję (2015–2018).

Nowy, 11-osobowy **Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa** w składzie:

Dariusz Brzozowski, Andrzej Dębogórski, Mirosław Dobrut, Adrian Dudek, Jacek Jaworski, Wojciech Kowalski, Cezary Mróz, Jarosław Stasiak, Konrad Śniatała, Maciej Szumski, Waldemar Wójcik działa pod przewodnictwem 3-osobowego **Prezydium** w składzie: Mirosław Dobrut (prezes zarządu), Cezary Mróz (wiceprezes zarządu) i Waldemar Wójcik (wiceprezes zarządu).

W skład **Komisji Rewizyjnej** nowej kadencji weszli: Zdzisław Kowalski, przewodniczący, Agnieszka Chmielarz, wiceprzewodnicząca, Bogdan Baniak, sekretarz, oraz członkowie: Piotr Haładus i Zygmunt Trąba.

gazu w Wierchowicach. – *Rozbudowa magazynu gazu w Wierchowicach jest bardzo ważna dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski. Cieszę się również, że udało nam się ją wesprzeć środkami europejskimi* – powiedziała Iłona Antoniszyn-Klik, wiceminister gospodarki, podczas konferencji zamykającej realizację projektu Podziemny Magazyn Gazu Wierchowice, która odbyła się w Trzebnicy.

● **11 marca br.** Prezydent Bronisław Komorowski podpisał ustawę o odnawialnych źródłach energii (OZE), której celem jest rozwój wykorzystania OZE w Polsce. Sejm RP 16 stycznia br. uchwalił ustawę o odnawialnych źródłach energii

(OZE), która wprowadza nowe zasady wspierania energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.

● **11 marca br.** Najwyższa Izba Kontroli zbadała prawidłowość działań spółki związanych z eksploatacją istniejących gazociągów i prowadzeniem nowych inwestycji. NIK pozytywnie oceniła działalność spółki w kontrolowanym obszarze. Z raportu wynika, że GAZ-SYSTEM S.A. zapewnia bezpieczeństwo sieci przesyłowej, a także rzetelnie prowadzi i nadzoruje budowę nowych gazociągów.

Raport NIK potwierdził, że w spółce obowiązują „kompleksowe, wewnętrznie spójne i wzajemnie ze sobą powiązane regulacje wewnętrzne, szczegółowo normujące zasady wykonywania prac eksploatacyjnych na użytkowanych gazociągach i towarzyszących im urządzeniach” w ramach Systemu Eksploatacji Sieci Przesyłowej (SESP). Rzetelność przestrzegania procedur w spółce podlega cyklicznym audytom wewnętrznym i terminowo prowadzonym kontrolom. Raport stwierdza jednocześnie, że nie istnieje korelacja pomiędzy wiekiem eksploatowanych gazociągów a liczbą awarii. Prowadzona przez GAZ-SYSTEM S.A. eksploatacja gazociągów zapewnia bezpieczeństwo przesyłu gazu.

Raport NIK opisuje również wyniki kontroli umów zawieranych w ramach prowadzenia procesu inwestycyjnego z wykonawcami robót i wykonawcami

26–27 marca br. odbyła się konferencja, współorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa oraz ALSTOM, na temat: „Przetwarzanie i magazynowanie energii 2015”.

Wśród tematów znalazły się takie zagadnienia, jak:

- sposoby magazynowania energii, ich rozwój i wykorzystanie,
- doświadczenia z instalacji pilotażowych Power-to-Gas na rynku niemieckim,
- wykorzystanie technologii przetwarzania CO₂ w magazynowaniu energii,
- mapa drogowa wdrożenia Smart Gas Grid w Polsce,
- rola lokalnych operatorów sieci energetycznych na rynku magazynowania energii – prezentacja wyników dotychczasowych prac analitycznych i badawczych, ze wskazaniem koniecznych zmian w prawie energetycznym.

Partnerem konferencji był



nadzoru. Według raportu, umowy te należy zabezpieczają warunki bezpieczeństwa budowy nowych gazociągów. Stwierdzono również, że dla zapewnienia pełnego bezpieczeństwa przebiegu prac budowlanych konieczne jest ścisłe przestrzeganie założeń i procedur przez wszystkich uczestników procesu inwestycyjnego, zwłaszcza wykonawców robót budowlanych.

NIK przeanalizował w tym kontekście awarię, która zdarzyła się w 2013 r. w Jan-kowie Przygodzkim. W ocenie Najwyższej Izby Kontroli „spółka rzetelnie podjęła i zrealizowała wielokierunkowe działania, mające na celu dogłębną identyfikację przyczyn” zdarzenia. Raport potwierdził też słuszność tezy, że główną przyczyną awarii było nieprzestrzeganie przez wykonawców zasad i warunków realizacji robót w pobliżu czynnej sieci gazowej.

● **21 stycznia br.** PGNiG Upstream International (PGNiG UI), spółka należąca do Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, otrzymała 40% udziałów jako operator w koncesji PL799, zlokalizowanej na Morzu Norweskim. Partnerami PGNiG UI na nowej koncesji zostały firmy Statoil Petroleum AS, VNG Norge AS oraz Explora Petroleum AS, które otrzymały po 20% udziałów.

Przyznanie statusu operatora na koncesji PL799 stanowi kolejny, istotny krok w rozwoju spółki. Partnerami PGNiG UI na nowej koncesji są firmy naftowe z szerokim doświadczeniem w branży poszukiwawczo-wydobywczej nie tylko w Norwegii, ale i innych rejonach świata. Po raz pierwszy w historii partnerem na koncesji operatorskiej PGNiG UI została największa norweska firma Statoil, co ma szczególne znaczenie dla pozycji i rozwo-

ju polskiej spółki w Norwegii. Koncesja PL799 znajduje się w niewielkiej odległości od złoża Skarv, będącego w produkcji od końca 2012 roku oraz złoża Snadd, znajdującego się w fazie planowania zagospodarowania. W obydwu złożach PGNiG UI posiada udziały.

● **Styczeń br.** Ministerstwo Gospodarki ogłosiło listę projektów strategicznych dla infrastruktury energetycznej w ramach programu operacyjnego IiS 2014–2020.

● **9 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało z LOTOS Petrobaltic umowę o wspólnych operacjach na koncesji Górowo Iławeckie w północno-wschodniej Polsce.

Współpraca obejmuje wykonanie badań sejsmicznych 2D o łącznej długości 200,4 km b. wraz z reprocessingiem danych archiwalnych. Wyniki prac będą znane w połowie 2015 roku. Na ich podstawie zostanie podjęta decyzja dotycząca ewentualnych kolejnych etapów prac na koncesji Górowo Iławeckie.

● **Grudzień 2014.** Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Ukrainy – GAZ–SYSTEM S.A. i PJSC Ukrtransgaz – podpisali umowę o współpracy. Głównym celem umowy jest ustalenie zasad współpracy w zakresie przygotowania analiz dotyczących inwestycji niezbędnych do rozwoju transgranicznych zdolności przesyłowych między Polską i Ukrainą. W ramach umowy zostanie opracowane studium wykonalności, które będzie podstawą do podjęcia dalszych decyzji w zakresie rozwoju systemów przesyłowych obydwu krajów. Integracja polskiego systemu przesyłowego z ukraińskim jest elementem gazowego korytarza północ–południe, łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowej i Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i transgraniczne połączenia. Jego celem jest stworzenie elastycznie funkcjonującej infrastruktury przesyłowej w poszczególnych państwach, łączącej Europę Zachodnią, Europę Środkowo-Wschodnią i kraje bałtyckie.

GAZ–SYSTEM S.A. rozpoczął realizację inwestycji w polskim systemie przedokończenie na str. 40

Od 1 stycznia 2015 roku Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. udostępnił klientom nowe techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Było to możliwe dzięki rozbudowie punktu we Włocławku.

Możliwość importu gazu z kierunku zachodniego z wykorzystaniem rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim w ramach usługi świadczonej na zasadach ciągłych wzrosła o 3,2 mld m sześć. rocznie (przepustowość ciągła). W ten sposób do Polski można już importować na zasadach ciągłych około 5,5 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie z kierunku Niemiec tylko przez punkt Mallnow rewers. Obecnie dodatkowa przepustowość została przydzielona klientom w trybie aukcji na produkty kwartalne, które odbyły się w grudniu 2014 r.

Ponadto, na punkcie Mallnow rewers oferowana jest przepustowość na zasadach przerywanych, która pozwala importować do Polski dodatkowo około 2,7 mld m sześć. rocznie w przypadku utrzymywania przepływu gazociągiem jamalskim w kierunku Niemiec.

W wyniku tej zmiany obecnie techniczne możliwości importu gazu do Polski z kierunku zachodniego i południowego wynoszą ponad 90% (wzrost o ponad 20%) naszych potrzeb importowych.

Prezes URE wyznaczył GAZ–SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w listopadzie 2010 roku. Od listopada 2011 roku wolna przepustowość jest udostępniana uczestnikom rynku w ramach usługi przesyłania zwrotnego (rewers wirtualny), realizowanej przy przesyłaniu gazu gazociągiem jamalskim z kierunku wschodniego. Od kwietnia 2014 roku możliwy jest także rewers fizyczny, który pozwala na przesył gazu z kierunku Niemiec do Polski w sytuacji, gdy gazociągiem jamalskim nie jest przesyłany gaz z kierunku wschodniego.

Od 2009 roku GAZ–SYSTEM S.A. realizuje inwestycje integrujące polski system przesyłowy z krajami UE, zwiększające techniczne możliwości importu gazu do Polski. W 2011 roku wybudowano połączenie Polska–Czechy, rozbudowano połączenie Polska–Niemcy oraz stworzono możliwości importu gazu z kierunku zachodniego, z wykorzystaniem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Dzięki temu techniczne możliwości importu gazu do Polski (poza kierunkiem wschodnim) wynoszą obecnie ponad 10 mld m sześć. W 2009 roku Polska mogła importować tylko 1 mld m sześć. gazu z kierunku zachodniego.

System przesyłowy gazu ziemnego fundamentem rozwoju i bezpieczeństwa rynku

Jan Chadam

W kontekście przyjętych niedawno przez Komisję Europejską założeń unii energetycznej w Europie, temat infrastruktury przesyłowej jest szczególnie istotny.

Celem unii energetycznej jest między innymi integracja europejskiego systemu energetycznego, pozwalająca na swobodny przesył nośników energii (w tym gazu) oraz zwiększenie atrakcyjności inwestycji infrastrukturalnych oraz połączenie dotychczasowych „wysp energetycznych” w zintegrowany system. Działania te mają zapewnić konkurencyjne, bezpieczne i zrównoważone dostawy nośników energii oraz wspierać innowacyjność i konkurencyjność europejskiej gospodarki.

Dobrze zintegrowana infrastruktura do przesyłu gazu w skali całej Unii Europejskiej pozwoli na dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego. Dzięki temu możliwy będzie rozwój płynnych hubów gazowych jako narzędzi zapewniających realizację rozporządzenia SoS*. Zintegrowana infrastruktura jest także kluczem do pełnego wykorzystania potencjału dostępnych w Europie terminali do odbioru LNG oraz bardziej efektywnego wykorzystania podziemnych magazynów gazu. Komisja Europejska kładzie także duży nacisk na potrzebę większej współpracy i koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych w poszczególnych państwach członkowskich.

Krajowe inwestycje

Polska już kilka lat temu dostrzegła potencjał i korzyści płynące z rozbudowanej i zintegrowanej sieci przesyłowej. W polskim gazownictwie od 2009 roku realizowane są zakrojone na szeroką skalę inwestycje, obejmujące m.in. rozbudowę wewnętrznej infrastruktury przesyłowej, połączeń transgranicznych oraz budowę terminalu LNG.

GAZ-SYSTEM S.A. kończy realizowany od 2009 roku program inwestycyjny, w ramach którego powstało ponad 1200 km nowych gazociągów w kraju oraz zwiększone zostały z 1 do 10 mld m³ techniczne zdolności importu gazu do Polski z krajów UE. Wartość nakładów na inwestycje realizowane przez Grupę Kapitałową GAZ-SYSTEM w latach 2009–2014 wyniosła 5,6 mld zł. Wartość dofinansowania dla tych inwestycji z funduszy unijnych wynosi 1,7 mld zł, co stanowi powyżej 30 proc. nakładów inwestycyjnych.

Został już także przygotowany i zaakceptowany przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju na lata 2014–2023. W perspektywie do 2018 roku do użytku ma zostać oddanych łącznie około 800 km połączeń. Szacowana wartość nakładów inwestycyjnych dla tych projektów to 7,1 mld PLN. W okresie do 2023 roku planowane jest oddanie następnych 1200 km gazociągów przesyłowych. Nowe połączenia będą miały większą średnicę i techniczne możliwości do transportu zdecydowanie większych ilości gazu niż obecnie eksploatowane. Do 2018 roku zrealizowane zostaną w głównej mierze inwestycje wpisujące się w tworzenie tzw. korytarza północ-południe, integrującego polski system przesyłowy z krajami Europy Środkowej. Perspektywa do 2023 roku koncentruje się natomiast na modernizacji krajowego systemu przesyłowego we wschodniej Polsce oraz stworzeniu warunków dla lepszej integracji infrastrukturalnej naszego regionu z rynkiem państw bałtyckich. Jeżeli chodzi o połączenia transgraniczne, w okresie najbliższych ośmiu lat zbudowane zostaną interkonektory gazowe z Czechami, Litwą i Słowacją. Zwiększone zostaną również możliwości importu surowca z Niemiec.

Większość inwestycji infrastrukturalnych realizowanych przez GAZ-SYSTEM S.A. znalazło się na opublikowanej przez Komisję Europejską liście projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI – *Project of Common Interest*), które mają szczególne znaczenie dla wzrostu bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Europie oraz budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku.

Projekty infrastrukturalne GAZ-SYSTEM S.A. o statusie PCI należą do dwóch gazowych inicjatyw regionalnych.

1. Gazowe połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej:

- zachodnia nitka korytarza północ-południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska-Czechy,
- wschodnia nitka korytarza północ-południe w Polsce, wraz z połączeniem międzysystemowym Polska-Słowacja.

2. Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP):

- połączenie międzysystemowe Polska-Litwa,
- gazociąg Baltic Pipe,
- rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu,

Wsparciu projektów PCI dedykowany jest europejski instrument finansowy „Łącząc Europę” (CEF). W październiku 2014 r. cztery projekty GAZ-SYSTEM S.A. zostały pozytywnie zaopiniowane do dofinansowania ze środków CEF. Oznacza to, że

połączenia Polska–Litwa, Polska–Czechy i Polska–Słowacja mogą otrzymać dofinansowanie w łącznej kwocie 1,3 mld PLN (312 mln EUR) do podziału pomiędzy GAZ–SYSTEM S.A. i partnerów.

Nasze nowe zadania inwestycyjne o znaczeniu wspólnotowym będą wchodzić w skład ważnego dla naszego regionu gazowego korytarza północ–południe. Połączenia te pozwolą budować pełną niezależność Polski w zakresie dostaw gazu, integrować system europejski, a w konsekwencji zwiększyć szansę na dywersyfikację naszych przychodów.

Korytarz północ–południe ma też niebagatelne znaczenie w przyszłym wykorzystaniu budowanego terminalu LNG w Świnoujściu. Zdolności regazyfikacyjne terminalu na początku będą wynosiły 5 mld m³ gazu rocznie. W razie konieczności i zapotrzebowania rynku możliwe będzie zwiększenie ich do 7,5 mld m³ na rok. Dzięki temu projektowi zyskamy możliwość sprowadzania gazu nie tylko drogą lądową, lecz również morską, stając się częścią globalnego rynku LNG. Integracja infrastruktury w krajach Europy Środkowej przyczyni się także do efektywniejszego wykorzystania terminali LNG na kontynencie. Trzeba bowiem pamiętać, że obecnie zdolności regazyfikacyjne terminali w Europie wynoszą ponad 185 mld m³ rocznie, a wykorzystuje się z tego zaledwie 47 mld m³. Wolne zdolności regazyfikacyjne w europejskich terminalach LNG mogą ułatwić dostęp do skroplonego gazu ziemnego od nowych dostawców (np. ze Stanów Zjednoczonych czy Kanady).

Do stworzenia w Polsce w pełni elastycznego i konkurencyjnego rynku gazu potrzebne są także nowe zdolności magazynowania gazu. GAZ–SYSTEM S.A. rozpoczął prace nad takim projektem. Optymalne byłoby stworzenie w Polsce zdolności magazynowych o pojemności ponad 5 mld m³. Obecnie jest to ponad 2,6 mld m³. Gaz charakteryzuje się bardzo dużą sezonowością zużycia. Podczas mroźnej zimy wykorzystuje się nawet trzy razy więcej surowca niż w lecie. Latem jest to 20–25 mln m³ na dobę, podczas umiarkowanej zimy – 55 mln m³ na dobę, a gdy jest ona sroga – zużycie dzienne dochodzi do 75 mln m³ na dobę. Tymczasem dostawy gazu są w ciągu roku rozłożone dość równomiernie przez wszystkie punkty wejścia do systemu. Nie jest technicznie możliwe, by zaspokajać zimą całe nasze zapotrzebowanie na ten surowiec na bieżąco. Dlatego idealnym rozwiązaniem jest przechowywanie gazu w magazynach i wykorzystywanie go wtedy, kiedy jest potrzebny do zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania (na przykład w sezonie jesienno-zimowym). Klient może więc na przykład kupować gaz w lecie, a odbierać zimą. Dobrze więc, że cały czas tworzymy kolejne pojemności magazynowe. Miejmy też na uwadze, że będąc częścią zintegrowanego europejskiego systemu, nasza sytuacja poprawi się o tyle, że będziemy mieli możliwość korzystania z dostępnych zdolności magazynowych również innych europejskich państw.

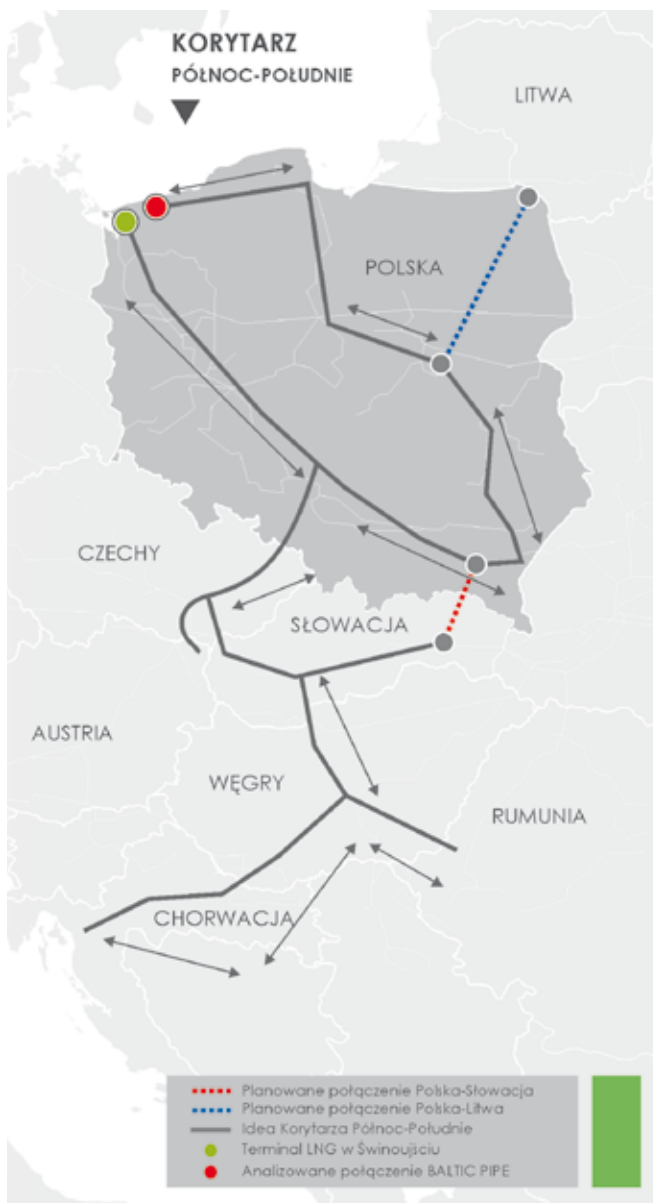
Element regionalnych planów rozwoju

Efektom współpracy GAZ–SYSTEM S.A. na forum europejskim było przygotowanie wspólnie z operatorami krajów sąsiadujących regionalnych planów rozwoju.

W 2012 roku przygotowano pierwsze edycje regionalnych planów inwestycyjnych w regionie Europy Środkowo-

-Wschodniej (CEE GRIP) i w regionie Morza Bałtyckiego (BEMIP GRIP) zgodnie z zapisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (art. 12). GAZ–SYSTEM S.A. pełnił wówczas funkcję koordynatora prac nad regionalnym planem inwestycyjnym w regionie bałtyckim (BEMIP GRIP). W 2014 r. operatorzy przygotowali zaktualizowaną drugą edycję planu.

Rynki gazu ziemnego w regionie Morza Bałtyckiego cechują się wysokim uzależnieniem od dostaw z jednego źródła oraz stosunkowo niskim rozwojem wzajemnych połączeń między-systemowych. Mając na uwadze niniejsze uwarunkowania i publikując BEMIP GRIP, operatorzy dążą więc do podniesienia świadomości na temat potrzeby rozwoju regionalnego ryn-



ku gazu ziemnego oraz realizacji projektów infrastrukturalnych w zakresie przesyłu gazu, terminali LNG oraz podziemnych magazynów gazu.

Celem regionalnych planów inwestycyjnych jest przekazanie informacji na temat rozwoju infrastruktury gazowej w regionie

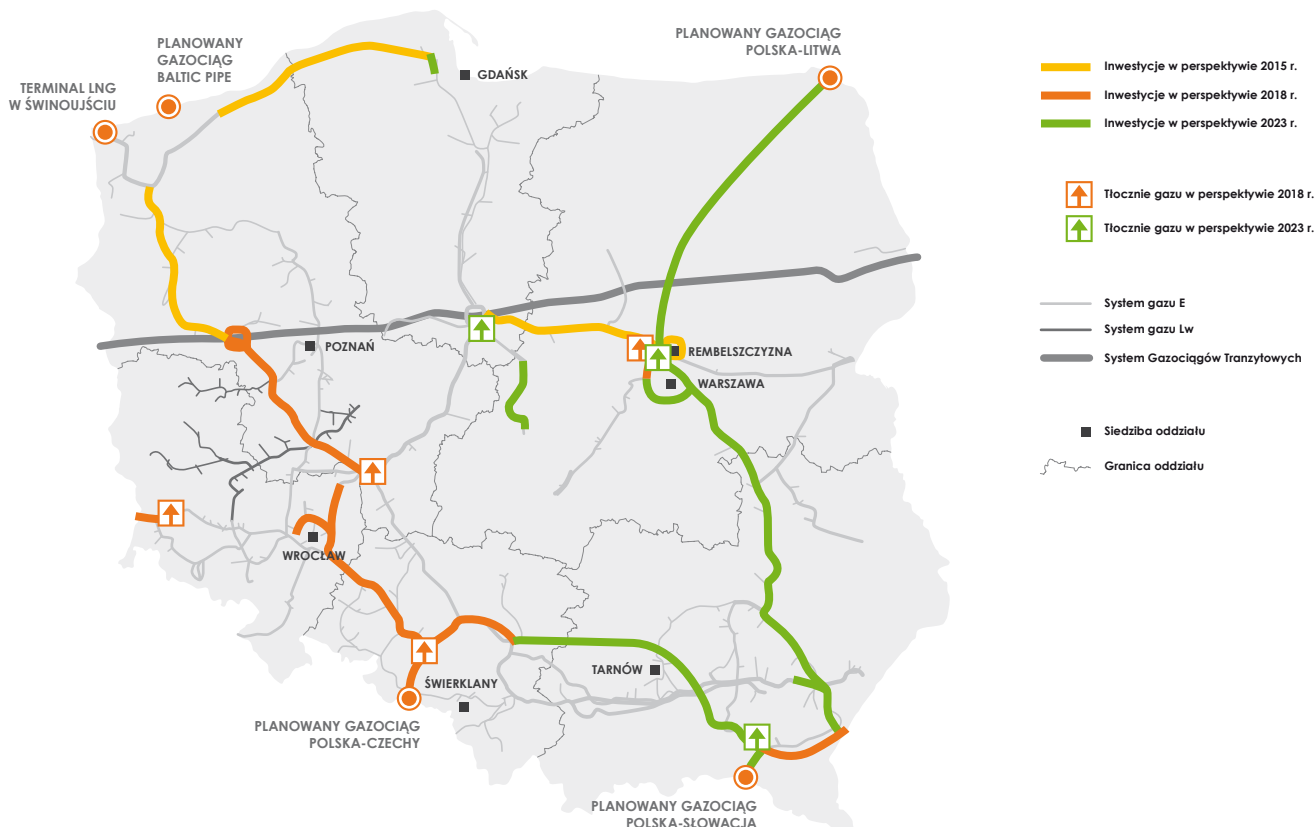
oraz analiza szerszych aspektów związanych z rynkiem gazu ziemnego, takich jak scenariusze dostaw, integracja rynku, bezpieczeństwo dostaw na poziomie regionalnym. W raportach CEE GRIP i BEMIP GRIP uwzględniono szeroką listę przyszłych projektów infrastrukturalnych, które oferują możliwość integracji poszczególnych rynków krajowych w jeden, odpowiednio połączony rynek w regionie Europy Środkowo-Wschodniej oraz w regionie Morza Bałtyckiego.

Rola polskiej infrastruktury w europejskim przesyłce gazu

Realizacja tych inwestycji ma nas zbliżyć do stworzenia zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Dla Polski stanowi też wielką szansę biznesową. Wykorzystując nasze położenie w samym sercu kontynentu oraz wybudowaną przez GAZ-SYSTEM S.A. infrastrukturę przesyłową, będzie można czerpać przychody z transportu surowca przez Polskę do krajów ościennych, a także proponować niższą jego cenę dla krajowych odbiorców. Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu oraz zwiększenie technicznych zdolności importowych przełożą się też na osiągnięcie przez nasz kraj bezpieczeństwa energetycznego. Zaplanowane na najbliższe lata projekty inwestycyjne związane z infrastrukturą do przesyłu gazu wpisują się także w strategię rozwoju polskiej gospodarki. Rozbudowa infrastruktury pozwoli nam osiągnąć cel, jakim jest stworzenie innowacyjnej, kreującej wiele dobrych miejsc pracy, gospodarki. Wspólny rynek da nam więc możliwość wykorzystania naszego strategicznego położenia na mapie Europy oraz aktywów, które obecnie buduje GAZ-SYSTEM S.A. Polska

zużywa około 16 mld m³ gazu rocznie. Sama tylko Ukraina konsumuje 50 mld m sześci., a drugie tyle zużywają łącznie państwa Grupy Wyszehradzkiej, państwa nadbałtyckie i Chorwacja. To wielki, atrakcyjny rynek dla handlu gazem. Zintegrowany rynek gazu przyniósłby Polsce korzyści biznesowe na wielu płaszczyznach. Z jednej strony – rozbudowana infrastruktura przesyłowa gazu umożliwi czerpanie większych przychodów z opłat za transport surowca. Szacuję, że wolumen przesyłu gazu polskim systemem w najbliższych latach może wzrosnąć nawet trzykrotnie. Z drugiej strony – jako operator gazociągów chcemy również dbać o tworzenie rozwiązań inspirujących rozwój polskiej gospodarki. Transportując krajowym systemem przesyłowym więcej surowca, będzie można obniżyć cenę jednostkową za przesył do naszych klientów. To duża wartość dla polskiego rynku gazu.

Z perspektywy polskiej gospodarki największą korzyścią wspólnego rynku gazu będzie niższa cena surowca, możliwa do osiągnięcia dzięki dywersyfikacji kierunków jego dostaw. Obecnie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej jest ona wyraźnie zawyżana przez rosyjskiego dostawcę. W nowych realiach, gdy sprzedający będzie chciał nam zaoferować gaz po niesatysfakcjonującej nas cenie, zawsze będziemy mogli wybrać inny kierunek importu, bo będą techniczne możliwości pozwalające sprowadzić go do kraju. Jako gospodarka przeznaczamy dziś na kupno gazu około 14–15 mld zł rocznie. Obniżenie jego ceny zakupu, na przykład o 20 proc., oznaczałoby dla nas co roku oszczędności około 2–3 mld zł, czyli dokładnie tyle, ile kosztuje wybudowanie terminalu LNG. Skala oszczędności do osiągnięcia przy obniżce kosztów zakupu gazu jest więc ogromna. Z obniżenia rachun-



ków ucieszyliby się zarówno odbiorcy indywidualni, jak i firmy, które konkurują na zagranicznych rynkach i wykorzystują ten surowiec jako komponent produkcyjny (np. w branży nawozowej czy petrochemicznej).

W perspektywie najbliższych lat rozwój infrastruktury przesyłowej i wdrożenie mechanizmów handlu pozwoli w Polsce stworzyć prawdziwie konkurencyjny i elastyczny rynek gazu, na którym klienci będą mieć swobodę podejmowania decyzji

o źródłach dostaw tego paliwa. Jedynym kryterium będzie cena zakupu gazu.

Autor jest prezesem zarządu Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

* Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2009 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

Kogeneracja systemowa i rozproszona – bezpieczeństwo rynku energii

Waldemar Kamrat

Krajowa gospodarka energetyczna charakteryzuje się wykorzystywaniem znaczących ilości paliw węglowych i wynikającymi stąd emisjami do środowiska, powodującymi zarówno jego przekształcanie (odpady), jak i zaburzenia równowagi fizykochemicznej (zakwaszanie opadów i gleby, efekt cieplarniany). Stwarza to określoną sytuację wyjściową, utrudniającą modernizację polskiego sektora elektroenergetycznego w warunkach konkurencji w obszarze paliw i technologii energetycznych. Z uwagi na to, że w powszechnie dostępnej literaturze są przedstawiane i dokładnie opisywane układy konwencjonalne/klasyczne, w niniejszej publikacji ich nie opisywano, sygnalizując jedynie przykład nowoczesnego źródła większej mocy (poligeneracyjnego), które mogłoby współpracować systemowo.

Konkurencja w obszarze paliw i technologii energetycznych

Najnowsze analizy trendów strategii transakcyjnych na światowych rynkach energetycznych wskazują, że gaz ziemny, który jeszcze niedawno był wskazywany jako główne paliwo XXI wieku, ze względu na drastyczne podwyżki jego ceny nie jest obecnie paliwem tak atrakcyjnym. W zamian rośnie zainteresowanie energią jądrową, „czystymi” technologiami węglowymi oraz odnawialnymi źródłami energii. Te alternatywne dla gazu technologie miały dotychczas mniejsze znaczenie. Podobnie, względy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw, zwłaszcza w Europie, uzasadniają dążenie przedsiębiorstw energetycznych do dywersyfikacji technologicznej i przebudowywania strategii na najbliższe lata. Przegląd transakcji kapitałowych w światowej branży energetycznej wskazuje, że firmy energetyczne traktują ceny gazu i uprawnień do emisji dwutlenku

węgla jako ważne czynniki ustalania swoich polityk inwestycyjnych [1]. Istotnym czynnikiem wzrostu konkurencji w tym zakresie jest niewątpliwie zmniejszająca się dostępność i wysoka cena gazu ziemnego oraz przesunięcie zainteresowania inwestorów w kierunku tańszych zasobów węgla i dywersyfikacji wykorzystywanych zasobów energii pierwotnej.

Co ciekawe, analizy wskazują na utrzymywanie się, a nawet wzrost liczby instalowanych silników i turbin gazowych małej mocy (500–1000 kW), co oznacza utrzymujące się zainteresowanie sektora rozwiązaniami z zakresu energetyki rozproszonej (znaczna część urządzeń z tej grupy może wykorzystywać alternatywne paliwa gazowe, np. biogaz) [1]. Szczęólnego potraktowania, oprócz gazu, w aspekcie rozwoju energetyki wymaga energetyka jądrowa.

W analizach rozwoju można rozważać możliwość budowy elektrowni jądrowych w Polsce, a także wariant z zablokowaną opcją energetyki jądrowej, ponieważ nie ma pewności, iż społeczna niechęć do energetyki jądrowej zaniknie w wyniku prowadzonej akcji propagandowo-oświatowej.

Z kolei w zakresie technologii wykorzystujących zasoby odnawialne dążenie do stosowania zasady „rozwoju zrównoważonego” może spowodować istotne zainteresowanie ich wdrożeniem, zwłaszcza zasobów energii solarnej, wiatrowej, geotermalnej, wodnej i biomasy. W skali systemowej jedynie hydroenergetyka od wielu lat jest technologią liczącą się w bilansie wytwarzanej energii elektrycznej. Polski potencjał techniczny wykorzystania źródeł energii odnawialnych szacuje się na ok. 14% obecnego zużycia energii pierwotnej, przy czym aktualny udział energii odnawialnej w bilansie paliwowym wynosi około 4% [1].

Lista wykorzystywanych i rozważanych technologii obejmuje w szerszych zastosowaniach następujące technologie do produkcji energii elektrycznej:

- małe elektrownie wodne,
- fotowoltaikę,
- solarne technologie wysokotemperaturowe,
- elektrownie wiatrowe,
- technologie wykorzystujące biomasę,
- elektrownie geotermalne.

Uwzględnienie wśród tych ekologicznych technologii także technologii jądrowych należy traktować bardzo rozważnie. Chodzi mianowicie o potraktowanie technologii jądrowych w aspekcie „produkcji energii elektrycznej bez zanieczyszczeń powietrza”. Dlatego przypisany takim źródłom poziom mocy i produkcji energii to „obszar do zagospodarowania” także przez odnawialne źródła energii lub technologie tradycyjne (oparte na węglu lub gazie), które po zastosowaniu nowych rozwiązań technicznych i technologicznych, mimo wzrostu potencjału wytwórczego, nie zwiększą emisji (zwłaszcza SO₂ i CO₂) ponad limity przyjęte w prognozach [1, 5, 6].

Elektroenergetyka gazowa versus regulacyjne usługi systemowe [3]

Analiza uwarunkowań rozwoju elektrowni i elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych jest bardzo istotna z praktycznego punktu widzenia. W ostatnich kilkunastu latach powstało stosunkowo niewiele opracowań kompleksowych o tematyce wykorzystania gazu do celów energetycznych, uwzględniających pełny rachunek ekonomiczny (koszty wewnętrzne i zewnętrzne) i aspekty środowiskowe. Jest to zagadnienie, którego złożoność wynika głównie z wieloaspektowej natury problemów decyzyjnych i trudności w ich ekonometrycznym modelowaniu. Badania nad problematyką racjonalizacji bazy paliwowej w zakresie „właściwego” doboru nośników i wpływu unowocześniania energetyki na inne segmenty gospodarki zarówno w kraju, jak i za granicą, są już od pewnego czasu prowadzone. Ich wyniki, mimo że opracowano wiele metod i procedur, nie dają się w sposób prosty zastosować bezpośrednio w praktyce gospodarczej. Analizując rozmieszczenie krajowych elektrowni systemowych, można zauważyć, iż większość mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym skupiona jest na południu oraz w centralnej części kraju. Nierównomierne rozmieszczenie zainstalowanych mocy oprócz problemów natury eksploatacyjnej stwarza określone trudności w zakresie bilansowania mocy, tym bardziej że Polska nie ma znaczących hydroelektrowni, które byłyby w stanie pełnić rolę regulacyjną w systemie elektroenergetycznym. Dlatego należy przewidywać możliwości spełnienia takiej roli przez źródła opalane gazem lub bloki IGCC. Wymagać to będzie przeprowadzenia badań modelowych, uwzględniających zarówno źródła już istniejące, jak i obiekty planowane (według różnorodnych scenariuszy rozwoju).

Sytuacja gospodarcza kraju wskazuje, iż popyt na energię będzie wzrastał zwłaszcza w sektorach transportu usług czy mieszkalnictwa, stąd nowe inwestycje na przykład w źródła opalane gazem są niezbędne, aby pokryć rosnące zapotrzebowanie na energię i jednocześnie zapewnić realną możliwość spełnienia roli regulacyjnej w systemie elektroenergetycznym. Ponadto, decyzja o wyborze technologii powinna uwzględniać czynniki wewnętrzne oraz zewnętrzne pracy obiektów.

Dlatego należy dokonać analizy wielokryterialnej uwarunkowań rozwoju, racjonalizacji kosztów powstałych u wytwórców energii elektrycznej z uwzględnieniem ograniczeń technicznych, technologicznych, ekonomicznych i ekologicznych – do badań zarówno znanych, jak i nowych technologii węglowych (np. zintegrowanych z gazyfikacją węgla) i gazowych, umożliwiających zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko naturalne, przy jednoczesnym pokryciu rosnącego popytu na energię elektryczną i efektywnym wypełnianiu systemowej roli regulacyjnej.

Prowadzić to może do wzmocnienia/stabilizacji bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju i racjonalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wytwórczych przyjaznych środowisku naturalnemu.

Determinanty polityki energetycznej w Polsce versus rozwój elektroenergetyki

Polityka energetyczna nie może nie brać pod uwagę faktu, że sektor energetyczny należy do najistotniejszych źródeł oddziaływania na środowisko naturalne (przyrodnicze) w kraju, a także do pewnego stopnia w skali globalnej. Wiąże się to z wykorzystywaniem znaczących ilości paliw węglowych i wynikającymi stąd emisjami do środowiska, powodującymi zarówno jego przekształcanie (odpady), jak i zaburzenia równowagi fizykochemicznej (zakwaszanie opadów i gleby, efekt cieplarniany). Stabilność w zakresie kontynuacji polityki energetycznej, której celem jest [1]:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej, związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw,

nie oznacza pełnej satysfakcji z realizacji programu reform ani tym bardziej zgody na dotychczasowe tempo zmian i ich społeczno-gospodarcze skutki. Stwarza to określoną sytuację wyjściową, utrudniającą modernizację polskiego gazownictwa jako sektora energetycznego, którego potencjał jest znaczący.

Perspektywicznym obszarem rozwoju w zakresie użytkowania gazu do celów energetycznych jest ciepłownictwo/kogeneracja oraz gazowa energetyka regulacyjna [1].

Określenie strategii rozwoju z uwzględnieniem opcji zwiększonego wykorzystania paliw gazowych wymaga rozważenia następujących zagadnień problemowych z punktu widzenia wielu aspektów, takich jak:

- zmiany struktury paliwowej;
- współczesne efektywne technologie wytwarzania ciepła;
- zapotrzebowanie na ciepło w warunkach koniecznej współpracy ciepłownictwa (szczególnie z gazownictwem) w warunkach kurczącego się rynku (wpływ termomodernizacji budynków i racjonalizacji ciepła);
- uwarunkowania rozwoju pracującej na potrzeby ciepłownictwa gospodarki skojarzonej scentralizowanej i rozproszonej (liberalizacja cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej – spadek zainteresowania gospodarką skojarzoną scentralizowaną i rozproszoną, wpływ integracji na rynek energii elektrycznej w Polsce, powodujący także zmiany na rynku ciepła);

- niesprzyjająca relacja cen energii elektrycznej do cen gazu – wpływ na rozwój ciepłownictwa opartego na gazowej gospodarce skojarzonej.

Szczególne odniesienia wymaga energetyka prosumencka, której zwolennicy argumentują, że powoduje ona spadek kosztów budowy/rozbudowy infrastruktury sieciowej.

Nie do końca można się z tym zgodzić, gdyż wprowadzanie nowych małych źródeł wytwórczych to też koszt rozbudowy sieci, a – zdaniem prof. K. Świrskiego – wprowadzanie nowej zielonej energetyki to koszt nawet większy od dotychczasowego [7]: „prawda, niestety (techniczna), jest bolesna – nowa energetyka kosztuje (i to dużo) też w konieczności rozbudowy sieci – i to jest w tej chwili jeden z największych problemów dalszego rozwoju Energiewende w Niemczech. Warto prześledzić, ile kilometrów sieci należy zbudować, aby zaabsorbować zieloną energię (i to nie tylko w sieciach wysokiego napięcia, ale i lokalnych – dla prosumenta). Prosument, produkując na własne potrzeby, teoretycznie oszczędza dużo – nie musi płacić około 55–60 gr/kWh. Problemem jest, czy rzeczywiście produkcja z małego prosumenckiego źródła jest tania. Obecnie nie za bardzo – zwróci się (jeśli) za 20 lat. Jeżeli zaś sprzedaje nadwyżki energii do sieci, dostaje tylko za samą energię – 16 gr/kWh (co, oczywiście, nie za wiele mu daje – jego koszt produkcji jest wysoki – prawie jak 60 gr, sprzedaje tylko minimalne nadwyżki, jeśli sam nie używa). Ale elektrownia dostaje tylko cenę z rynku hurtowego – średnia z 2013 to 181 zł/MWh, czyli 18 gr/kWh. Węgiel więc musi sobie poradzić sam, a cenę ma podobną. Obecnie prosument (kosztowo) nie jest konkurencyjny dla wielkich elektrowni. Pytanie (odwieczne): kiedy będzie i czy pomagać mu teraz (doplacając) czy poczekać (podobno są coraz lepsze i tańsze technologie), kiedy sam z siebie wyprze produkcję z wielkich koncernów...”.

Przedstawione powyżej ogólne problemy, dotyczące uwarunkowań rozwoju, wymuszają także określenie roli i zadań przedsiębiorstw energetycznych na lokalnym rynku energii w efektywnej współpracy z innymi uczestnikami rynku, bowiem w istniejących realiach gospodarowania tylko lokalne rynki będą miały szansę sprostać dynamicznie zmieniającym się warunkom technicznym i środowiskowym.

Technologie skojarzone z wykorzystaniem gazu jako paliwa jedną z szans konwergencji elektroenergetyki i gazownictwa

Technologie skojarzone w zasadzie wykorzystują układy przepływowe, czerpiące energię napędową z ciepła procesowego w wyniku spalania paliw [1, 2, 3]. W niedalekiej przyszłości można się jednak spodziewać powszechnego zastosowania bardziej nowoczesnych technologii skojarzonego wytwarzania energii, prowadzącego do konwergencji elektroenergetyki i gazownictwa (zastosowanie w klasycznej energetyce gazowej, mikroelektrociepłowniach, ogniwach paliwowych, pompach ciepła, biogazowniach, LNG, CNG itd.).

Możliwe są tutaj do wykorzystania następujące technologie wytwarzania:

- elektrociepłownia z turbiną parową: przeciwpiętną, upustową oraz z turbiną ciepłowniczą równoległą do turbiny głównej kondensacyjnej,

- elektrociepłownia wyposażona w turbiny gazowe z odzyskiem ciepła odpadowego,
- elektrociepłownia z kombinowanym układem gazowo-parowym,
- mała elektrociepłownia na bazie zespołu prądowłórczego (blok ciepłowniczy),
- ogniwa paliwowe z wykorzystaniem ciepła odpadowego.

Powyższe źródła jeszcze długo nie będą mogły skutecznie konkurować na rynku ze znacznie tańszymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej, opartymi głównie na spalaniu węgla, aczkolwiek elektrownie wykorzystujące ogniwa paliwowe zapowiadają się bardzo obiecująco szczególnie w układach skojarzonych, zasilających niewielkie grupy odbiorców.

Interesującym układem (w opinii autora niniejszej publikacji) skojarzonego wytwarzania energii jest obiekt poligeneracyjny (patrz ramka).

Syntetyczna specyfikacja źródła poligeneracyjnego:

■ wytworzona moc:	283 MW _e ; 125 MW _t ;
■ produkcja syn-gazu:	1,42 mld Nm ³ /rok;
■ wychwycone CO ₂ :	3 100 000 Mg/rok;
■ ograniczenie emisji CO ₂ :	92%;
■ zużycie paliwa (węgiel + biomasa):	1,9 + 0,21 mln ton/rok;
■ nakłady inwestycyjne:	5,1 mld zł.

Jak się wydaje, w przyszłości takie źródła mogą stać się atrakcyjną opcją rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, odzysku metali ziem rzadkich, a może nawet produkcji paliw przyszłości, np. DME.

Dodatkowym powodem zwiększonego w przyszłości użytkowania gazu do celów energetycznych w Polsce może być jego istotna rola w ochronie klimatu, a więc osiągnięcie redukcji emisji w wyniku stosowania tego przyjaznego dla środowiska paliwa w technologiach skojarzonych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

* * *

W nadchodzącym dwudziestoleciu oprócz funkcjonujących źródeł wytwórczych, „dożywających swoich ostatnich dni”, alternatywnie będą mogły być zastosowane następujące technologie energetyczne wytwarzania energii [1, 2, 3, 4, 8]:

- nowy blok na węgiel kamienny,
- nowy blok na węgiel brunatny,
- węglowy blok energetyczny z ciśnieniowym kotłem fluidalnym (ang. PFBC – *Pressurized Fluidized Bed Combustion*),
- blok energetyczny ze zintegrowanym zgazowaniem węgla (ang. IGCC – *Integrated Gasification Coal Combustion*) w atmosferze tlenu i recyklingiem spalin oraz kompresją i utylizacją CO₂,
- nowy blok na węgiel kamienny z instalacją usuwania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych, wykorzystujących monoetanolaminę jako adsorbent,
- nowy blok na węgiel brunatny z instalacją usuwania dwutlenku węgla ze spalin kotłowych, wykorzystującą monoetanolaminę,
- blok kombinowany gazowo-parowy na gaz ziemny (ang. GTCC – *Gas Turbine Combined Cycle*),

- źródła regulacyjne opalane gazem,
- źródła rozproszone i rozsiane ze skojarzoną produkcją energii elektrycznej i ciepła na gaz ziemny,
- elektrownia jądrowa,
- elektrownia opalana biomasą,
- nowoczesna elektrownia wodna,
- elektrownie wiatrowe,
- ogniwa paliwowe.

Wprowadzenie powyższych technologii wymagać będzie znaczących nakładów finansowych, warunkujących rozwój sektora energii. Nie ma, i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie, jednej dominującej technologii energetycznej – w rozwoju bazy paliwowej dla sektora energetycznego należy być przygotowanym na umiejętność wykorzystania całego spektrum dostępnych i dobrze opanowanych rozwiązań technicznych: od „czystej” energetyki węglowej, poprzez rozwijającą się energetykę odnawialną, aż po energetykę jądrową. Wybór konkretnych rozwiązań inwestycyjnych będzie wynikać tylko



Osuszalnia gazu w Maćkowicach.

i wyłącznie z rachunku ekonomicznego i wzajemnej konkurencji poszczególnych paliw i technologii. Rozległy zakres tematyki dotyczącej polityki energetycznej, a zwłaszcza zagadnienia rozwoju w warunkach konkurencji podsektora wytwarzania energii, jest bardzo istotny z punktu widzenia programowania rozwoju gospodarczego kraju. Dlatego należy dążyć do sukcesywnego wzbogacania i uszczegółowiania prognoz rozwoju energetyki, z uwzględnieniem dotychczasowych doświadczeń oraz szerszego tła uczestnictwa Polski w politykach wspólnotowych. Powinno to zaowocować opracowaniem racjonalnych (opartych na rachunku ekonomicznym) oraz przyjaznych dla środowiska koncepcji rozwoju energetyki.

Przeprowadzona ocena perspektyw wprowadzenia nowych technologii energetycznych pod względem ich wpływu na zapotrzebowanie na usługi regulacyjne oraz dostosowanie struktur zarządzania systemem do potrzeb zarządzania usługami regulacyjnymi, z zapewnieniem bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski, pozwala na postawienie kilku wniosków:

- 1) mimo postępu w osiąganiu celów polityki energetycznej, jej realizacja wymaga ciągłego monitorowania oraz szczególnej uwagi w doborze narzędzi realizacyjnych, dostosowanych do zmieniających się uwarunkowań,
- 2) funkcjonowanie Polski w Unii Europejskiej w warunkach rynkowych, pojawienie się wyzwań wymaga wskazania priorytetów i nowych zadań, aby z powodzeniem realizować podstawowe cele polityki energetycznej (wysokie bezpieczeństwo energetyczne i ekologiczne oraz wzrost konkurencyjności i efektywności energetycznej polskiej gospodarki),
- 3) przedstawiona tu analiza uwarunkowań rozwoju źródeł opalanych paliwami gazowymi wskazuje na celowość szerszego zastosowania ze względu na ich systemowe możliwości regulacyjne, korzyści ekonomiczne i ekologiczne,
- 4) konieczne jest kontynuowanie prac nad wzmocnieniem warunków technicznych, organizacyjnych i prawnych w celu zapobiegania zakłóceniom i przerwom w zaopatrzeniu w paliwa i energię,
- 5) w procesie liberalizacji rynków paliw i energii działania administracji powinny być skierowane na tworzenie warunków prawnych do sprawnego funkcjonowania mechanizmów konkurencji oraz rozwiązań systemowych dla likwidacji najistotniejszych barier w rozwoju tych rynków. Kontynuowane powinny być zwłaszcza prace nad restrukturyzacją/prywatyzacją elektroenergetyki,
- 6) korzystne tendencje w zakresie poprawy efektywności energetycznej są wynikiem przede wszystkim znacznego wzrostu cen paliw i energii oraz wykorzystania rezerw związanych ze zmianą mechanizmu zarządzania gospodarką z centralnego sterowania na rynkowy oraz zmianą w strukturze przemysłu. Działania w tym zakresie powinny być zintensyfikowane.

Waldemar Kamrat

Prof. zw. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki, e-mail: wkamrat@pg.gda.pl

Bibliografia

- [1] Kamrat W., *Dylematy rozwoju elektroenergetyki w Polsce w: Doświadczenia i wyzwania rynku energii*, „Rynek Energii Elektrycznej”, Kazimierz 2014.
- [2] Kamrat W., Augusiak A., *Wpływ konkurencji na rynki paliw i energii*, XX Konferencja „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce rynkowej”. Zakopane, 2006.
- [3] Kamrat W., *Rozwój energetyki gazowej szansą stabilizacji bezpieczeństwa energetycznego Polski*. Konferencja GAZTERM 2009, Międzyzdroje 18–20 maja 2009.
- [4] Kamrat W., Kaczmarek A., *Analiza uwarunkowań rozwoju elektrowni i elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych*. Materiały dyskusyjne KE PG (niepubl.), Gdańsk 2008.
- [5] Marecki J., *Energetyka w Polsce – wczoraj, dziś i jutro*, Seminarium KPE PAN, Gdańsk 2004.
- [6] Soliński J., *Sektor energii – świat i Polska, rozwój 1971–2000, perspektywy do 2030 r.*, Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa, 2004.
- [7] Świrski K., *Blog Konrada Świrskiego, CIRE*, kwiecień 2014.
- [8] Zaporowski B., *Materiały na APE 2013*.

Elektrownie gazowe a OZE

Wojciech Łyżwa, Michał Wierzbowski, Władysław Mielczarski

Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) jest jednym z kluczowych elementów polityki energetycznej Unii Europejskiej. Udział OZE w zużyciu energii w roku 2020 w całej Unii Europejskiej powinien wynieść średnio 20%, a w roku 2030 powinien wzrosnąć do 27%. Jednak niestabilna produkcja energii z OZE powoduje konieczność zapewnienia odpowiedniej regulacyjności systemu elektroenergetycznego, a w tym rezerw mocy. Jednostki wytwórcze energii elektrycznej korzystające z gazu mają znacznie większą regulacyjność i elastyczność pracy w porównaniu z jednostkami wytwórczymi korzystającymi z węgla kamiennego i brunatnego. Szerokie zastosowanie gazu w elektroenergetyce może pozwolić na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii.

ENERGY MIX

ENERGY MIX oznacza zoptymalizowany od strony technologii skład jednostek wytwórczych energii elektrycznej, który zapewni zaspokojenie zapotrzebowania na energię i moc wraz z odpowiednimi rezerwami mocy, minimalizując zarazem całkowity koszt produkcji energii elektrycznej. Symulacje mające na celu optymalizację technologii wytwarzania (ENERGY MIX) są niezbędnym elementem każdej polityki energetycznej. Symulacje takie prowadzone są z reguły na okres do roku 2050 oraz – w rozszerzonym horyzoncie – do lat 2080–2090 w celu uniknięcia efektu „końca świata”.

Polskie Ministerstwo Gospodarki zainicjowało i sponsorowało budowę programu optymalizacyjnego eMix, którego celem jest optymalizacja technologii wytwarzania energii elektrycznej. Program ten jest używany do weryfikacji powstającej „Polityki energetycznej do roku 2050”. Program komputerowy eMix jest oparty na programowaniu liniowo-binarnym i korzysta z „silnika” optymalizacyjnego XPRESS firmy FICO. Ten uniwersalny silnik jest używany także w innych programach optymalizacyjnych. Korzysta z niego również polski operator systemu przesyłowego – PSE SA. Program eMix, zbudowany przez zespół Politechniki Łódzkiej, posiada unikalne cechy pozwalające na uwzględnienie wpływu elementów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego, takich jak regulacyjność i rezerwy mocy oraz przepływy energii w sieci elektroenergetycznej, a także ograniczenia węzłowe.

SCENARIUSZE SYMULACJI

W celu sprawdzenia, w jaki sposób szerokie zastosowanie gazu w produkcji energii elektrycznej wpłynie na możliwość zwiększania produkcji z odnawialnych źródeł energii wykonano symulację dla dwóch głównych scenariuszy, z których każdy posiadał dwie opcje. W każdym scenariuszu zakładano wyso-

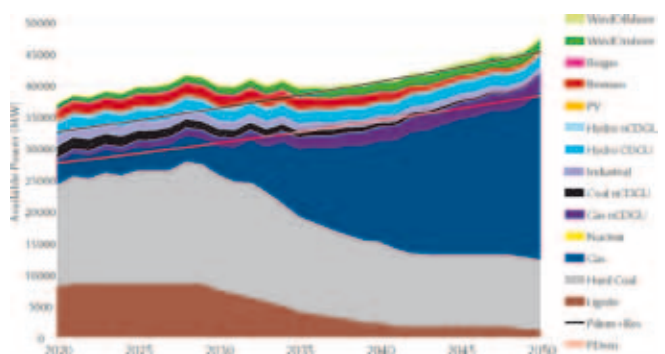
kie ceny pozwoleń na emisje CO₂ na poziomie 40 euro/Mg oraz wzrastający udział odnawialnych źródeł energii z poziomu 19% zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w roku 2020 do 27% w roku 2030.

- Scenariusz 1 – Wysokie ceny gazu. W scenariuszu tym zakładano wysokie ceny gazu na poziomie 400 USD/1000 m³. W opcji S1a zakładano, że wzrostowi OZE będzie towarzyszył odpowiedni poziom regulacyjności i rezerw mocy w dużych jednostkach wytwórczych (JWCD), będących pod kontrolą Operatora Systemu Przesyłowego. Dla porównania: w opcji S1b nie zakładano odpowiedniego wzrostu mocy rezerwujących zmienność produkcji energii elektrycznej z OZE.
- Scenariusz 2 – niskie ceny gazu. W scenariuszu tym zakładano, że ceny gazu od 2020 roku będą na poziomie 250 USD/1000 m³. W opcji S2a, podobnie jak w opcji S1a, wzrostowi OZE towarzyszył wzrost rezerw mocy, podczas gdy w opcji S2b, podobnie jak w opcji S1b, takiego założenia nie było.

WYNIKI SYMULACJI

Bilans mocy dla scenariusza S1a oraz S1b pokazano na rys. 1. i 2. W przypadku tworzenia odpowiednich dodatkowych rezerw mocy (S1a) na pokrycie zmienności produkcji z OZE, w początkowym okresie widoczny jest znaczny nadmiar mocy (do około roku 2035) ponad zapotrzebowanie na moc (linia PDem) wraz z wymaganymi przez obecne przepisy rezerwami mocy (linia Pdem+Res). Ten znaczny nadmiar mocy zainstalowany

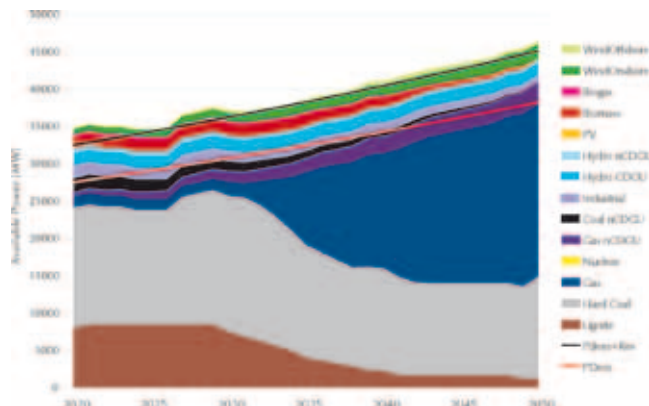
Rys. 1. Moce dyspozycyjne dla scenariusza S1a.



wanych i dyspozycyjnych wynika z małej regulacyjności jednostek węglowych (węgiel kamienny – *Hard Coal* oraz węgiel brunatny – *Lignite*), które dominują w tym okresie. Po roku 2035, kiedy zaznacza się znaczny udział gazu (kolor niebieski na wykresie) w mocach zainstalowanych nadmiar mocy spada ze względu na znacznie lepszą regulacyjność jednostek gazowych.

W przypadku, kiedy nie wymagano odpowiednich rezerw mocy na pokrycie zmiennej produkcji z instalacji OZE – scenariusz S1b, nadmiar mocy, i oczywiście, koszty są znacznie mniejsze. Jednak wówczas znacznie wzrasta ryzyko utraty stabilności przez system elektroenergetyczny ze względu na zbyt małe rezerwy. Dlatego scenariusz S1b jest tylko scenariuszem porównawczym, którego realizacja w praktyce mogłaby pociągnąć utratę stabilności przez system elektroenergetyczny.

Rys. 2. Moce dyspozycyjne dla scenariusza S1b.



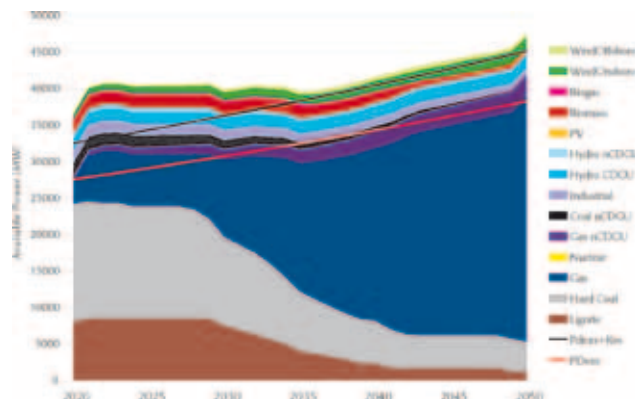
Bilans mocy dla scenariusza niskich cen gazu (S2a) pokazuje rys. 3. Niskie ceny gazu powodują, że już po roku 2020 zaczynają pojawiać się znaczne moce w elektrowniach gazowych. Jednocześnie istnieją jeszcze zmodernizowane elektrownie węglowe, który będą stopniowo likwidowane dopiero po roku 2030. Powoduje to znaczny nadmiar rezerw mocy, istniejący zarówno w elektrowniach węglowych, jak i nowo powstałych elektrowniach gazowych. Pomimo zwiększonej wielkości rezerw mocy całkowity koszt produkcji energii elektrycznej jest mniejszy ze względu na niższe ceny gazu. Produkcja energii elektrycznej – rys. 4. – z elektrowni gazowych wypiera produkcję z węgla brunatnego i kamiennego już od roku 2020, a po roku 2030 produkcja energii elektrycznej z gazu zaczyna być dominująca.

Wzrost produkcji energii z OZE jest uzyskiwany głównie dzięki farmom wiatrowym, zarówno lądowym (obszar *Wind OnShore*), jak i morskim (obszar *Wind Offshore*). Utrzymuje się podobny jak obecnie poziom produkcji z elektrociepłowni, jednak produkcja w instalacjach węglowych (*Coal nCDGU*) jest stopniowo zastępowana produkcją z elektrociepłowniczych bloków gazowych (*Gas nCDGU*).

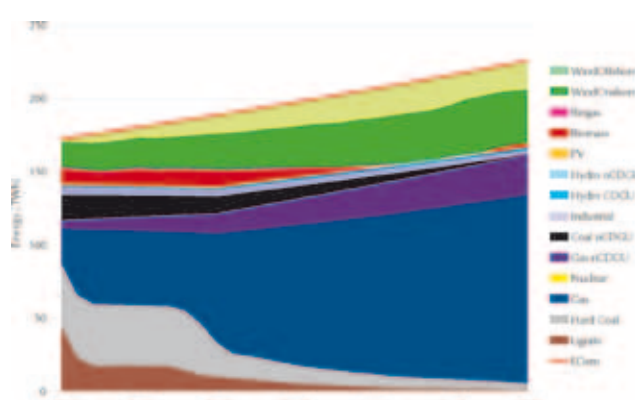
Dla scenariusza S2b (niskie ceny gazu i brak obowiązku zabezpieczenia rezerw dla zmiennej produkcji OZE) nadmiar mocy w początkowym okresie – do roku 2030 – również się pojawia, ale jest znacznie mniejszy. Jednak scenariusz ten (S2b) nie gwarantuje utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego.

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej i wysokie ceny pozwoleń na emisję CO₂ powodują znaczny koszt produkcji energii elektrycznej – rys. 6. W kosztach przedstawionych na tym rysunku około 30 euro/MWh to koszty zakupu pozwoleń na emisję CO₂. Niższe ceny gazu powodują zastąpienie elektrowni węglowych przez elektrownie gazowe i pozwalają na posiada-

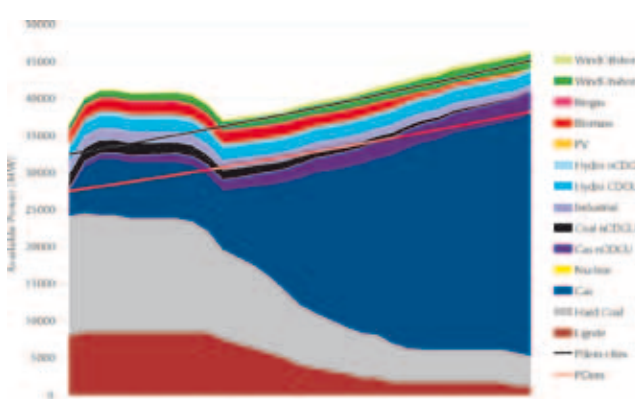
Rys. 3. Bilans mocy dla scenariusza S2a.



Rys. 4. Bilans energii elektrycznej dla scenariusza S2a.



Rys. 5. Bilans mocy dla scenariusza S2b.

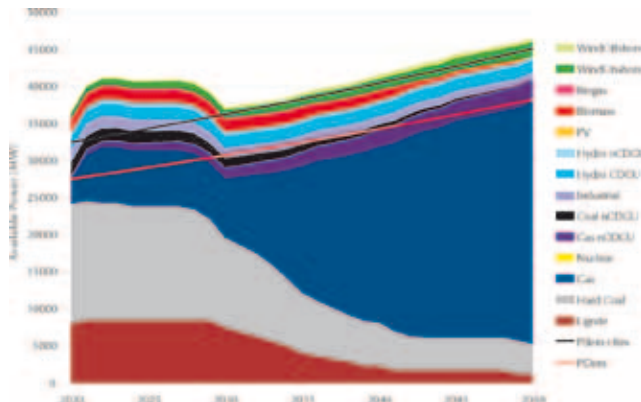


nie odpowiednich rezerw mocy kompensujących zmieniającą się produkcję energii elektrycznej z OZE, jednocześnie obniżając całkowity koszt produkcji energii – scenariusz S2a.

* * *

Obniżenie cen gazu oraz wysokie ceny zakupu pozwoleń na emisję CO₂ będą powodować rosnący udział elektrowni gazowych w produkcji energii elektrycznej. Powstawanie elektrowni gazowych o większej elastyczności i zakresie regulacji niż w przypadku elektrowni węglowych pozwoli na uzyskanie odpowiedniej wielkości rezerw mocy, niezbędnych dla stabilnej pracy systemu elektrycznego w przypadku znacznego udziału niestabilnej produkcji energii elektrycznej z OZE.

Rys. 6. Koszty produkcji energii elektrycznej w euro/MWh.



Wzrost udziału elektrowni gazowych, spowodowany polityką obniżania emisji CO₂, ma pozytywny wpływ na możliwość zwiększenia produkcji z OZE, gwarantując odpowiednią elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego i dostarczając rezerw mocy na pokrycie zmiennej produkcji OZE.

W przeprowadzonych symulacjach nie pojawiają się elektrownie jądrowe (kolor żółty). Wynika to z bardzo dużych kosztów tej technologii, a zapewnienie bilansów mocy i energii elektrycznej nawet w długim okresie – do roku 2080 – może być uzyskane znacznie niższym kosztem poprzez istniejące technologie węglowe i gazowe wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii.

**Wojciech Łyżwa, Michał Wierzbowski,
Władysław Mielczarski**

Wojciech Łyżwa, Michał Wierzbowski, Władysław Mielczarski,
Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Łódzka.

Potencjał rozwojowy rynku gazu w kontekście PEP 2050

Maciej Bukowski

Zarówno na europejską, jak i na polską politykę energetyczno-klimatyczną oddziałują trzy grupy czynników.

Po pierwsze, silne dowody naukowe na antropogeniczny charakter globalnego ocieplenia przekonały społeczeństwo i polityków głównych państw rozwiniętych o konieczności podjęcia działań prowadzących do znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. **Po drugie**, Europa w coraz większym stopniu uzależnia się od importu surowców energetycznych z krajów trzecich, wśród których dominują państwa niedemokratyczne, o niepewnej postawie międzynarodowej, co skłania poszczególne kraje do dywersyfikacji bilansów energetycznych i poszukiwania technologicznych alternatyw dla tradycyjnych form pozyskiwania i wykorzystywania energii. **Po trzecie**, rewolucja technologiczna w obszarze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych postrzegana jest w UE jako szansa technologiczna dla przemysłu europejskiego i jako taka wspierana jest zarówno przez poszczególne kraje, jak i całą UE w ramach horyzontalnej polityki przemysłowej.

W kontekście rynku gazu szczególnie ważne są wymiar bezpieczeństwa energetycznego i wymiar technologiczny. Dziś UE konsumuje około 17% energii wyprodukowanej na świecie, przy czym niemal 40% pochodzi ze spalania importowanego węgla kamiennego, ropy naftowej i gazu ziemnego. W przy-

padku ropy naftowej poziom uzależnienia sięga 80%, a gazu ziemnego 57%. W wypadku błękitnego paliwa uzależnienie od importu niektórych państw członkowskich UE jest bardzo wysokie. Niemcy sprowadzają aż 80% konsumowanego gazu, Polska 70%, Włochy 85%, a Francja 98%. Problemem jest stałe pogłębianie się roli importu w bilansie energii pierwotnej, spowodowane zarówno wyczerpywaniem się własnych zasobów, jak i wzrostem zapotrzebowania na energię.

Sytuacja ta ogranicza gotowość Europy do adekwatnej reakcji w odniesieniu do państwa, z którego importowane są surowce, ale także naraża je na niebezpieczeństwo przerw w dostawach w przypadku jakichkolwiek konfliktów zewnętrznych. Dlatego UE i jej kraje członkowskie dążą do dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego, a w średnim okresie mają nadzieję na skorzystanie z pozytywnych zmian, jakie na rynku gazu wywołał boom łupkowy w Stanach Zjednoczonych. Od czasu rozpoczęcia na dużą skalę eksploatacji amerykańskich złóż łupkowych doszło do oderwania się cen prądu elektrycznego w Stanach Zjednoczonych od trendów w innych gospodarkach uprzemysłowionych, wywołując obawy energochłonnych branż europejskiego przemysłu o ich pozycję konkurencyjną w handlu światowym w zderzeniu z tańszą produkcją amerykańską. Niestety, w perspektywie 2030 roku trudno oczekiwać pełnego zniwelowania różnic w cenie energii między Unią Europejską a USA. O uprzywilejowanej pozycji USA przesądza to, że oczekiwane utrzymanie się niskich cen gazu ziemnego w następnych kilku dekadach zachęca do ekspansji siłowni gazowych

w miksie energetycznym Stanów Zjednoczonych nie tylko w roli źródeł szczytowych, ale i elektrowni pracujących w podstawie systemu. Bloki gazowe są bowiem najtańszymi kapitałowo dyspozycyjnymi źródłami energii, dostępnymi na rynku, których opłacalność uzależniona jest od dostępu do odpowiednio taniego paliwa. Jednocześnie elektrownie gazowe są doskonałymi źródłami regulacyjnymi, wspierającymi rozwój niestabilnych źródeł odnawialnych, których boom w Stanach Zjednoczonych niedawno się rozpoczął, a dzięki znakomitym warunkom naturalnym i bazie technologiczno-przemysłowej powinien trwać przez najbliższe kilkanaście lat.

Stworzenie podobnego spłotu warunków w Europie jest mało prawdopodobne. Wiele państw Starego Kontynentu posiada, co prawda, własne złoża gazu ziemnego, uwięzione w skałach łupkowych, jednak ze względu na trudniejsze warunki geologiczne są one dużo droższe w eksploatacji od amerykańskich. W gęsto zaludnionej Europie znacznie trudniej jest także o budowę odpowiedniej infrastruktury wydobywczej i przesyłowej, co dodatkowo zwiększa oczekiwane koszty wy-



Wężel przesyłu gazu w Reszkach.

dobycia gazu ziemnego w UE w porównaniu z USA. Zwielokrotniony jest też problem NIMBY. Tym samym nawet gdyby państwa europejskie podjęły próbę rozwinięcia znaczącego wolumenu wydobywania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych na swoim terytorium, to jego wolumen będzie znacznie mniejszy, a cena zapewne wyższa niż w USA. Obecnie trudno rozstrzygnąć, jak duże będą te różnice, bowiem wzrost eksportu gazu ziemnego z Bliskiego Wschodu i USA powinien doprowadzić do częściowej konwergencji cen błękitnego paliwa w skali globu. Przejawem tego zjawiska są spadające ceny gazu na rynkach azjatyckich.

Po aneksji Krymu przez Rosję i eskalacji konfliktu z Ukrainą kwestie pewności dostaw surowców energetycznych, zwłaszcza gazu, nabierają coraz większego znaczenia. Jest to szczególnie istotne dla Polski, która w dużym stopniu uzależniona jest od importu z Rosji. Zagadnienie bezpieczeństwa energetycznego w kontekście polityki klimatycznej jest istotne, dlatego że sektorem kluczowym zarówno dla przeprowadzenia transformacji niskoemisyjnej, jak i włączenia się Polski w realizację europejskich celów klimatycznych na rok 2030 jest elektroenergetyka. Odpowiada ona za ok. połowę emisji wynikających ze spalania paliw kopalnych i 1/3 ogółu emisji krajowych. Dzisiejszy, relatywnie wysoki poziom suwerenności energetycznej Polski wynika z eksploatacji dużych krajowych zasobów węgla kamiennego

i brunatnego. Ze względu na głęboki kryzys krajowego sektora górniczego, nadpodaż węgla na rynkach światowych, rosnące koszty pracy oraz prawdopodobny wzrost cen uprawnień EU-ETS, utrzymanie tej sytuacji w perspektywie 20–30-letniej jest bardzo mało prawdopodobne. Wyzwaniem (ale jednocześnie szansą), przed którym stoi Polska jest to, że sektor wkroczy w intensywny okres inwestycyjny, spowodowany zarówno koniecznością wymiany zużytych aktywów produkcyjnych na nowe, jak i oczekiwanym wzrostem zapotrzebowania na energię ze strony rosnącej gospodarki.

W Polsce rośnie świadomość, że jednoznaczne preferowanie przez politykę energetyczną państwa inwestycji utrzymujących wysokie uzależnienie energetyki od węgla stoi w konflikcie z oczekiwanym spadkiem krajowego wydobycia oraz ryzykiem polityki środowiskowej UE w postaci wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ i norm na emisję innych substancji chemicznych w elektroenergetyce i ciepłownictwie. W efekcie, prognozy zapotrzebowania na energię i jej podaż w perspektywie roku 2050, formułowane na potrzeby PEP 2050, wskazują na prawdopodobieństwo znaczącej dywersyfikacji polskiego miksu energetycznego. Spadający udział węgla kamiennego i brunatnego uzupełniany ma być przede wszystkim odnawialnymi źródłami energii oraz energetyką jądrową. Gaz ziemny w większości dyskutowanych scenariuszy ma być źródłem uzupełniającym, szukającym swojej niszy przede wszystkim w ciepłownictwie (zarówno sieciowym, jak i rozproszonym), kogeneracji oraz w roli źródeł szczytowych. Trudno oczekiwać, by elektrownie gazowe zaczęły w Polsce pracować w podstawie systemu, o ile nie dorobimy się własnych zasobów błękitnego paliwa, zapewniających bezpieczeństwo jego dostaw dla elektrowni krajowych.

Z drugiej strony, dobre perspektywy otwierają się przed gazem w ciepłownictwie. Wobec poprawy efektywności cieplnej polskich budynków nie należy, co prawda, spodziewać się wzrostu popytu na ciepło ze strony gospodarstw domowych i firm usługowych, jednak znaczący wzrost ich zamożności w perspektywie do 2050 roku powinien prowadzić do stopniowych zmian w strukturze ich zapotrzebowania na nośniki energii pierwotnej. Coraz więcej podmiotów zrezygnować będzie z taniego, lecz niewygodnego w obsłudze węgla kamiennego, kierując się w stronę gazu jako wygodnej, czystej alternatywy. Z kolei motywem przekonującym ciepłownie miejskie i przemysłowe do rezygnacji z węgla na rzecz gazu będą prawdopodobnie zaostrzające się normy środowiskowe. W obszarze źródeł regulacyjnych miejsce dla elektroenergetyki gazowej i elektrociepłowni gazowych uzależnione jest od cen błękitnego paliwa oraz cen CO₂. Umiarkowane ceny CO₂ i wysokie ceny gazu powodować będą utrzymywanie się węgla kamiennego jako źródła dominującego w *medium-load* oraz źródła wspierającego energetykę odnawialną w polskim ENERGY MIX. Wysokie ceny CO₂ oraz umiarkowane ceny gazu przemawiać będą za błękitnym paliwem. Obecnie przedwczesne byłoby rozstrzygnięcie, który scenariusz się zmaterializuje, jednak niewątpliwie jest, że zapisy PEP 2050 muszą uwzględniać różny przebieg wypadków w przyszłości.

Dr Maciej Bukowski jest prezesem Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych (WISE).

The Itron logo is displayed in white text on a red rectangular background in the top left corner of the advertisement. The background of the entire advertisement is a night-time photograph of a city skyline with illuminated skyscrapers and residential buildings.

Itron



Itron

Grupa Itron jest światowym liderem w produkcji i sprzedaży urządzeń pomiarowych i rozwiązań technologicznych związanych z gromadzeniem danych oraz systemów wspomagających zarządzanie energią. Współpracujemy z ponad 8 000 instytucji na świecie, które zaufały naszej technologii, aby optymalnie wykorzystać i dostarczać wodę oraz nośniki energii. Wśród naszych produktów znajdują się urządzenia przeznaczone dla wszystkich grup odbiorców gazu ziemnego od klientów indywidualnych poprzez odbiorców przemysłowych i komercyjnych aż do operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Dla naszych produktów oferujemy lokalne usługi wsparcia, serwisu i legalizacji ponownej.

www.itron.pl

Itron Polska Sp. z o.o. | 30-702 Kraków, ul. T. Romanowicza 6 | tel.: +48 12 257 10 27 do 29 | gaz@itron.pl

Unia energetyczna to wspólnota w różnorodności

Rozmowa z **Marošem Šefčovičem**,
wiceprzewodniczącym Komisji Europejskiej
oraz komisarzem ds. unii energetycznej



„Pragnę zreformować i zreorganizować europejską politykę energetyczną, przekształcając ją w nową europejską unię energetyczną. Musimy połączyć zasoby i naszą infrastrukturę, a tym samym zjednoczyć nasze możliwości negocjacyjne względem państw trzecich” – napisał w swoich „Wytycznych politycznych na nową kadencję Komisji Europejskiej” jej przewodniczący, Jean-Claude Juncker. Panie komisarzu, został pan liderem prac nad tym projektem, jednym z kluczowych w tych wytycznych. Proszę powiedzieć, jakich ma pan sojuszników wśród państw członkowskich? Jakie jest zrozumienie dla tej inicjatywy w branży energetycznej i gazowniczej?

Unia energetyczna jest rzeczywiście priorytetem dla Komisji Europejskiej i ja mam zaszczyt prowadzić prace nad tym projektem. Ogólnie mówiąc, widzę wśród państw członkowskich dużo konsensusu w tej sprawie. Powszechnie wiadomo, że w dziedzinie energetyki musimy wprowadzić integrację na nowy poziom, poprzez zapewnienie bardziej spójnego zestawu polityk i działań na poziomie UE i krajowym. W rzeczywistości przywódcy UE uzgodnili agendę Unii Europejskiej na najbliższe pięć lat już w czerwcu ubiegłego roku. Te strategiczne wytyczne podkreśliły również potrzebę stworzenia unii energetycznej. Jednocześnie poszczególne państwa członkowskie koncentrują się na różnych aspektach – w Polsce i wielu innych krajach Europy Środkowej i Wschodniej kładzie się nacisk na bezpieczeństwo dostaw gazu, podczas gdy wiele państw członkowskich w Europie Zachodniej podkreśla potrzebę zapewnienia, że unia energetyczna staje się narzędziem, które pomoże zrealizować niedawno uzgodnione cele w zakresie klimatu i energii do roku 2030. Inne państwa, takie jak kraje bałtyckie, Hiszpania i Portugalia, podkreślają ponadto potrzebę zapewnienia odpowiedniego poziomu wzajemnych połączeń między państwami członkowskimi. Stworzenie kompletnego rynku wewnętrznego jest kolejnym priorytetem, co do którego wszystkie państwa członkowskie mogą się zgodzić. Komisja chce pomóc i widzieć pełny obraz, a my przychodzimy i przedstawiamy kompleksowe ramy strategiczne, które odzwierciedlają różnorodność UE, z myślą o osiągnięciu porozumienia wśród państw członkowskich na posiedzeniu Rady Europejskiej w marcu.

Przedsiębiorstwa energetyczne wyrażają pełne poparcie dla większego nacisku na stworzenie wewnętrznego rynku energii, infrastruktury energetycznej i współpracy regionalnej, ale równocześnie niektóre z nich są niechętnie większej regulacji rynków

energii, zwłaszcza w odniesieniu do wspólnego zakupu gazu lub wymogu transparentności w kontraktach na dostawy gazu. Komisja uważa, że wewnętrzny rynek energii – oparty na konkurencji – wymaga, aby firmy prywatne miały swobodę zawierania umów dwustronnych, mogąc polegać na ich poufności. Istnieją jednak liczne przykłady umów lub porozumień międzyrządowych, które nie przestrzegają zasad rynku wewnętrznego. W związku z tym KE zaproponuje zapewnienie odpowiedniej przejrzystości komercyjnych umów na dostawy gazu, które mogą mieć wpływ na bezpieczeństwo energetyczne UE, przy jednoczesnym zabezpieczeniu poufności informacji szczególnie chronionych. Powinno to sprzyjać zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw i równych szans na rynku wewnętrznym energii.

Polska była inicjatorem myślenia o europejskiej unii energetycznej, tworzyła do niedawna wspólny front z państwami Grupy Wyszehradzkiej. Obecnie Węgry mają inne zdanie, pozostałe państwa próbują coś zrobić we własnym zakresie, a przecież stress testy KE pokazały, że właśnie region środkowoeuropejski jest najbardziej wrażliwy na zagrożenie brakiem dostaw gazu. Czy Grupa V4 w takich okolicznościach spełnia swoją rolę?

Komisja dąży do osiągnięcia konsensusu przez wszystkie państwa członkowskie w zakresie wspólnego podejścia do stojących przed nami wyzwań. Państwa członkowskie mają długotrwałą historię współpracy i koordynacji swoich stanowisk w kwestiach, do których odnoszą się z podobnymi obawami. Widzieliśmy to w krajach V4, ale także wśród krajów skandynawskich, na przykład w kwestiach związanych z klimatem. Wyzwaniem dla KE i państw członkowskich jest teraz zintegrowanie tych podejść w jedną całościową strategię, która może rozwiązać szczególnie obawy wszystkich państw członkowskich, opierając się na zasadzie dalszej integracji i współpracy. Obawy o możliwe zakłócenia dostaw gazu najczęściej pojawiają się

w tych państwach członkowskich, które są zależne od jednego tylko kraju, dostaw lub infrastruktury. To prawda, także jeśli chodzi o kraje Europy Środkowej i Wschodniej – w tym państwa V4. Komisja jest w pełni zobowiązana do znalezienia rozwiązań, które zapewnią odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw w tych krajach.

Na jakim etapie są prace nad europejską unią energetyczną? Czy analizowane są jakieś modele rozwiązań, a jeśli tak, to jakie?

Unia energetyczna dotyczy znacznie szerszych aspektów niż tylko zabezpieczenia dostaw gazu w przystępnych cenach – dąży do osiągnięcia szerszych celów w zakresie bezpieczeństwa, konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju w oparciu o pięć wzajemnie się wspierających wymiarów. Bezpieczeństwo, solidarność i zaufanie stanowią jeden z tych wymiarów, podczas gdy zbiorowe zakupy gazu są jednym z aspektów określonych w tym wymiarze. Komisja oceni możliwości dobrowolnych mechanizmów agregacji popytu na gaz w czasie ewentualnego kryzysu i gdy państwa członkowskie są uzależnione od jednego dostawcy. Oczywiście, takie rozwiązanie musiałoby być w pełni zgodne z zasadami WTO, a także z zasadami konkurencji w UE.

Pozostałe wymiary unii energetycznej są równie ważne i wzajemnie się uzupełniają. Rzeczywiście, kolejne kluczowe czynniki to również: bezpieczeństwo energetyczne, stworzenie faktycznego wewnętrznego rynku energii, zwiększenie efektywności energetycznej, dekarbonizacja gospodarki oraz badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Integralną częścią projektu europejskiej unii energetycznej – obok modelu rynku gazu – powinien być wspólny rynek infrastruktury gazowej.

Rzeczywiście, stress testy warunków skrajnych w ubiegłym roku wykazały, że terminowa realizacja infrastruktury jest szczególnie ważna ze względu na niekorzystną sytuację w regionie Środkowo-Wschodnim i Południowo-Wschodnim. Pomimo wszystkich wysiłków poświęconych budowie nowej infrastruktury gazowej w regionie w ostatnich dziesięciu latach, dotychczasowy postęp jest wciąż zbyt wolny.

Biorąc to pod uwagę, 9 lutego w Sofii Komisja Europejska zaproponowała ustanowienie *Central East South Gas Connectivity Group* (CESEC), której celem jest stworzenie i realizacja planu – mapy drogowej priorytetów dla regionalnego rozwoju infrastruktury. Celem inicjatywy jest rozwój brakującej infrastruktury i poprawa bezpieczeństwa dostaw gazu.

Zostanie stworzona grupa wysokiego szczebla przedstawicieli z Austrii, Bułgarii, Chorwacji, Grecji, Węgier, Włoch, Rumunii, Słowenii i Słowacji, a także Komisji Europejskiej. Grupa przyjmie plan działania w czerwcu w 2015 roku.

Z polskiego punktu widzenia jednym z kluczowych projektów infrastrukturalnych powinna być budowa korytarza gazowego północ-południe, od Świnoujścia po Chorwację. Czy znajdzie się on na preferencyjnej liście, szczególnie, że polski GAZ-SYSTEM S.A. realizuje bardzo zaawansowany już program inwestycyjny związany z tym korytarzem?

Przede wszystkim, skoro pani wspomniała o terminalu LNG w Świnoujściu, chciałbym podkreślić znaczenie projektu dla

zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski i całej środkowoschodniej części Europy. Mam nadzieję, że prace związane z terminalem zostaną zakończone w planowanym terminie i nie wystąpią kolejne opóźnienia.

Terminal w Świnoujściu, a zwłaszcza dwa projekty dotyczące połączeń gazowych, czyli Polska-Czechy i Polska-Słowacja, stanowią istotne elementy korytarza gazowego północ-południe, który jest jednym z priorytetowych czterech korytarzy gazowych w Europie. Dążymy do stworzenia skutecznej sieci gazowej, w której gaz mógłby swobodnie płynąć od Morza Bałtyckiego do Morza Adriatyckiego lub odwrotnie.

Komisja Europejska w swej polityce regulacyjnej stara się ogarnąć wszelkie zjawiska zachodzące na rynku energii. Ale jest jeden segment – odnawialne źródła energii – który powinien zostać wzmocniony. Efektywność energetyki wiatrowej z powodów naturalnych jest ograniczona i mało bezpieczna dla ciągłości dostaw, bowiem technologia nie pozwala jeszcze na skuteczne jej magazynowanie. Czy w tych okolicznościach energia z OZE nie powinna być związana z energetyką gazową jako bilansującym segmentem, korzystnym dla środowiska?

Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł wiatrowych oraz energii słonecznej jest uzależniona od pogody. Jest więc zmienna pod względem wydajności. System z większym udziałem tak zmiennej energii odnawialnej staje się o wiele bardziej efektywny w systemie zasilania, który jest elastyczny. Elastyczność może być osiągnięta przez turbiny zasilane gazem, ale istnieje wiele innych opcji, poczynając od reakcji na popyt, po zwiększone wykorzystanie magazynów. W celu osiągnięcia opłacalności systemu musimy wykorzystać najtańsze opcje elastyczności. Obecnie znajdują się prawdopodobnie po stronie popytu, gdzie istnieją znaczne możliwości w zakresie elastyczności, ale w danym momencie mają one niewielką (lub żadną) wartość. Komisja działa zatem na rzecz uruchomienia większej elastyczności w systemie elektroenergetycznym, zwłaszcza po stronie popytu.

Polska pracuje obecnie nad polityką energetyczną państwa do roku 2050. Jakie miałby pan sugestie dla Polski, by wypracowana strategia najlepiej wpisywała się w europejską politykę energetyczną?

Polska stoi w obliczu szczególnych wyzwań, zwłaszcza ze względu na wysoki poziom węgla w swoim miksie energetycznym. W pełni rozumiem, że dzieje się tak ze względu na bogate złoża tego źródła energii w Polsce w przystępnych cenach oraz chęci zachowania pewnej niezależności energetycznej. Jednak jestem zdania, że przy ustalaniu swoich długoterminowych celów w zakresie energii Polska powinna brać pod uwagę, że dalsza zależność od tego źródła energii z tych poziomów nie będzie kompatybilna z przejściem na gospodarkę niskoemisyjną, chyba że, oczywiście, nastąpiłby przełom w stosowaniu na dużą skalę technologii CCS i niskowęglowych. Dlatego w interesie Polski leży dywersyfikacja i odejście od nadmiernej zależności od węgla w kierunku odnawialnych źródeł energii lub innych, mniej emisyjnych paliw kopalnych. Prawdziwa integracja systemu energetycznego Polski z sąsiadami, zwłaszcza poprzez inwestycje w interkonektory, może to przejście ułatwić.

Rozmawiała **Anetta Stawińska**

Komentarz do publikacji „Udział gazu w ENERGY MIX”, w „Przeglądzie Gazowniczym” nr 4 (44) z grudnia 2014

Artykuł może wprowadzać zamieszanie

Stanisław Okrasa

Zachęcający tytuł artykułu skłonił nas do jego uważnego przestudiowania, tym bardziej że jako instytucja uczestnicząca od wielu lat w pracach na rzecz tworzenia polityki energetycznej kraju, aktywnie bierzemy udział w dyskusjach na temat optymalnych rozwiązań dla sektora energii. Śledzimy na bieżąco przebieg prac badawczych z tego zakresu zarówno w kraju, jak i za granicą, co pozwala nam udoskonalać własną metodykę i stosowane narzędzia. Uważamy, że każda dotykająca tematu planowania w energetyce praca badawcza, której wyniki publikowane są na szerszym forum, wnosi istotny wkład w proces tworzenia polityki energetycznej. Niestety, zarówno metodyka obliczeniowa oraz zastosowane narzędzia, jak i wyniki prezentowane w artykule pt. „Udział gazu w ENERGY MIX” budzą poważne zastrzeżenia, przez co – naszym zdaniem – zaproponowany model i podejście metodyczne nie mogą być wykorzystywane dla celów budowy polityki energetycznej.

Poza tym pewne sformułowania zawarte w treści artykułu są po prostu nieprawdziwe i trudno jest przejść obok nich zupełnie obojętnie. Jednym z takich sformułowań jest: „nie ma w zasadzie odpowiednich programów komputerowych pozwalających w sposób kompleksowy zamodelować działanie energetyki dla celów budowy polityki energetycznej Polski. Dostępne i używane czasem programy symulacyjne zadanie to są w stanie spełnić tylko częściowo. Dodatkowym elementem jest brak odpowiedniej niezależnej instytucji, która mogłaby dostarczyć całkowicie wiarygodne symulacje” oraz „Pewnym przełomem w roku 2013 było uruchomienie przez Departament Analiz Strategicznych w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów programu symulacyjnego DAS, przeznaczonego do symulacji dla tworzenia i weryfikowania polityki energetycznej”. W Polsce od wielu lat istnieją odpowiednie programy komputerowe i wypracowana na bazie wieloletnich doświadczeń metodyka, które umożliwiają wykonywanie kompleksowych analiz dotyczących takiego zagadnienia, jakim jest planowanie rozwoju całego sektora energii (z uwzględnieniem wszystkich jego składowych). Do znanych nam niezależnych ośrodków zajmujących się wspomnianą problematyką należą oprócz ARE S.A. (gdzie wykorzystywane są modele: MAED, BALANCE, MESSAGE i wiele innych o charakterze uzupełniającym i weryfikacyjnym) między innymi: Energysys (modele: EFOM-PL, PROSK-E, CGE), IGSMiE/Wydział Energetyki i Paliw AGH (modele: TIMES, POLPOWER, POLYPHEMUS).

W odniesieniu do nich model eMix nie wnosi nic nowego. Większość wymienionych modeli stworzyły uznane na całym świecie ośrodki badawcze, których rozwój bazuje na wieloletnim doświadczeniu kilkuset ekspertów z całego świata, czego nie można powiedzieć o modelu eMix, promowanym w artykule, który – naszym zdaniem – jest dopiero w fazie doświadczalnej (w dalszej części zostaną przedstawione argumenty przemawiające za takim stwierdzeniem). Nieprawdą jest zatem stwierdzenie, że uruchomienie przez Departament Analiz Strategicznych KPRM programu DAS można nazwać przełomem w tej dziedzinie. Model DAS jest modelem optymalizacyjnym, opartym na programowaniu liniowym, służącym do określania optymalnej struktury wytwarzania energii elektrycznej przy założonym poziomie zapotrzebowania, a zakres jego zastosowania jest zbliżony do modeli MESSAGE, EFOM, TIMES, MARKAL. Prawdopodobnie jest on obciążony błędami występującymi w algorytmach obliczeniowych, co można wywnioskować po opublikowanych wynikach, które są po prostu niespójne.

Niespójne są także przyjęte do obliczeń modelowych założenia scenariuszowe, prawdopodobnie dobrane tak, aby umożliwić jedynie przetestowanie modelu, gdyż nie odzwierciedlają one realnych warunków.

Np. w scenariuszu „węgiel brunatny” założono niskie ceny pozwoleń na emisję CO₂ na poziomie 5 euro/Mg oraz wysokie ceny gazu na poziomie ponad 400 USD/1000 m³, co jest wysoce nierealistyczne w świetle prognoz zawartych w Mapie Drogowej 2050 UE i w najnowszym opracowaniu Międzynarodowej Agencji Energii – „World Energy Outlook 2014”, w których przewiduje się ceny uprawnień wzrastające do poziomu 50 USD 13/Mg CO₂.

Scenariusz „węgiel kamienny”, w którym uwzględniono umiarkowany wzrost cen pozwoleń na emisję o 10 euro/Mg co 10 lat, poczynając od 5 euro/Mg w roku 2020 – opcja 5–15–25, jest bardziej prawdopodobny, ale również nie odpowiada założeniom Mapy Drogowej. Abstrahując od przyjętych założeń, wyniki otrzymane dla tego scenariusza wyglądają na mało wiarygodne z powodów opisanych poniżej.

Zastrzeżenia wzbudza bardzo wysoki udział elektrowni gazowych w bilansie mocy dla scenariusza „węgiel brunatny”. Z pewnością nie jest to wariant optymalny kosztowo (po 2028 r. buduje się ok. 13 000 MW elektrowni gazowych, które produkują tylko w szczycie), co stawia pod znakiem za-

pytania sensowność wyników. Nie trzeba żadnego kompleksowego narzędzia analitycznego, żeby dojść do wniosku, iż w założonych warunkach dotyczących cen uprawnień do emisji CO₂ (5 euro/Mg), dużo bardziej opłacalna jest budowa nowych jednostek węglowych, które będą gwarantowały pokrycie zapotrzebowania zarówno na energię, jak i na moc. Turbiny gazowe, mające służyć rezerwacji mocy z niesterowalnych źródeł OZE, przy przyjętych założeniach, być może, pojawią się w strukturze, ale na pewno nie w takim zakresie.

Brakuje jakiegokolwiek informacji o założeniach dotyczących systemów wsparcia dla kogeneracji gazowej, co znacząco utrudnia analizę wyników, ale zastanawiający jest w pierwszym z zaprezentowanych scenariuszy wzrost produkcji energii elektrycznej w jednostkach nJWCD na gazie w warunkach niekorzystnych dla tego rodzaju technologii.

W scenariuszu z „niskimi cenami gazu” zastanawiający jest gwałtowny przyrost produkcji energii elektrycznej i mocy w elektrowniach gazowych w latach 2034–2039, który prawdopodobnie nie uwzględnia możliwości technicznych budowy nowych jednostek. Ten sam problem występuje w scenariuszu redukcji CO₂, tylko w o wiele bardziej drastycznym wydaniu, gdzie wszystkie jednostki gazowe oddawane są do użytku w jednym roku, co utwierdza nas w przekonaniu, że tego typu niezwykle istotne kwestie zostały całkowicie pominięte.

Zaskakujący jest także kompletny brak reakcji modelu na dokonywane zmiany założeń we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach w okresie 2020–2030. Struktura produkcji pozostaje praktycznie niezmienną, ale, o dziwo, w wynikach wykazywane są różne poziomy emisji CO₂ i kosztów produkcji energii elektrycznej.

Zastanawiające w zaprezentowanych wynikach jest także to, że produkcja nJWCD na gaz jest praktycznie na tym samym poziomie we wszystkich scenariuszach. Czyżby został zdeterminowany?

Kolejną kwestią, która budzi nasze wątpliwości, jest mniejszy udział OZE w produkcji energii elektrycznej w scenariuszu redukcji CO₂ w porównaniu z trzema pierwszymi, zaprezentowanymi w artykule. Jest raczej oczywiste, że rosnące ceny CO₂ będą wpływały dodatnio na poziom konkurencyjności jednostek wytwórczych charakteryzujących się zerową emisją CO₂, a do takich zaliczamy właśnie OZE. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ należałoby się zatem spodziewać wzrostu udziału OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej, a nie odwrotnie.

Dodatkowo, w artykule można natknąć się na wiele stwierdzeń, które wprowadzają czytelników w błąd. Jednym z nich jest stwierdzenie, że „budowa elektrowni jądrowych zaczyna być ekonomicznie opłacalna przy cenach pozwoleń na emisje wynoszących ponad 80 euro/Mg”. W porównaniu z wynikami analiz przeprowadzonych przez różne renomowane ośrodki badawcze na świecie poziom cen uprawnień do emisji CO₂, poniżej którego EJ przestają być konkurencyjne w odniesieniu do elektrowni węglowych, jest mniej więcej dwukrotnie zawyżony.

Poza tym przyjmowanie poziomu wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną na podstawie analogii z danymi innych krajów lub innych modeli prognostycznych jest sprzeczne z istotą analiz profesjonalnych i dlatego nieuzasadniona jest

krytyka metody, w której tempo wzrostu zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii określa się na podstawie „sumy prognoz cząstkowych dla określonych branż przemysłu, usług oraz gospodarstw indywidualnych”.

Nierealistyczna prognoza niskich cen gazu dla Europy i stosunkowo wysokich cen uprawnień do emisji w scenariuszu gazowym prowadzi, oczywiście, do wyników wskazujących na konkurencyjność źródeł gazowych w odniesieniu do źródeł węglowych, co przypomina starą praktykę przygotowywania prognoz życzeniowych (np. prognoza wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną przy okazji starań Polski o bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w drugim okresie działania ETS).

Podsumowanie zawiera wniosek oczywisty, że „determinacja Unii Europejskiej w ograniczaniu emisji CO₂ będzie prowadziła do coraz wyższych kosztów produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych ze względu na wzrastające koszty zakupu pozwoleń na emisje”. Taki wniosek nie wymaga obliczeń skomplikowanym modelem eMix. Wniosek, że



„opcją, która ograniczałaby do pewnego stopnia emisje CO₂ i koszt produkcji energii elektrycznej jest zastosowanie na szerszą skalę gazu sieciowego w energetyce wielkoskalowej” przy obniżeniu cen gazu do około 250 USD/1000 m³ oraz przeznaczaniu dużych ilości gazu na potrzeby elektrowni gazowych, wyraża właśnie myślenie życzeniowe, bo nie wiadomo, kto ma obniżyć ceny gazu.

Artykuł może wprowadzić duże zamieszanie, po pierwsze, w ocenie przyszłości sektora gazowego w Polsce, zwłaszcza w zakresie wykorzystania gazu w energetyce, a po drugie – w ocenie stosowanych dotychczas w Polsce modeli oraz metodyki prognozowania rozwoju sektora elektroenergetycznego. Zastosowane i opisane w materiale narzędzie nie wnosi bowiem nic nowego, a na pewno nie stanowi przełomu w dziedzinie kompleksowego modelowania działania energetyki dla celów budowy polityki energetycznej – jak twierdzą autorzy artykułu.

Autor jest prezesem zarządu Agencji Rynku Energii SA.

Arbitraż dotyczący formuły cenowej w długoterminowych kontraktach na dostawy gazu

Paweł Pietkiewicz, Tomasz Chmal

Firmy gazowe w Europie są stroną wielu długoterminowych umów na dostawy gazu, które tradycyjnie stanowiły zabezpieczenie kontraktów finansowych niezbędnych do sfinansowania infrastruktury przesyłowej lub projektów wydobywczych. Umowy te ze względu na długoterminowy charakter zawierają różne sposoby wyznaczania formuły cenowej. Jedną z częściej stosowanych jest indeksowanie ceny gazu do cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych¹. Zawarcie kontraktu długoterminowego (KDT) warunkowane było niskim stopniem rozwoju infrastruktury oraz koniecznością zapewnienia pewności dostaw gazu w długim okresie. Jednak sytuacja na rynku gazu od około 2008 roku uległa istotnej zmianie. Po pierwsze, w Europie nastąpił wyraźny przyrost instalacji i infrastruktury służącej do odbioru gazu skroplonego (LNG). Po drugie, na skutek rewolucji łupkowej w Stanach Zjednoczonych na globalnym rynku gazu pojawiły się znaczące, dodatkowe ilości LNG, które miały pierwotnie

dotrzeć do USA. Po trzecie, Unia Europejska konsekwentnie wdraża rozwiązania zmierzające do powstania konkurencyjnego europejskiego rynku gazu (tzw. pakiety liberalizacyjne). Po czwarte, mimo że ze względu na spowolnienie gospodarcze odbiorcy w Europie zaczęli kupować i konsumować mniejsze ilości gazu, dostawcy gazu do odbiorców musieli importować równie duże jak dotychczas ilości paliwa w ramach KDT. W konsekwencji powstała znacząca nadwyżka na rynku gazu w Europie Zachodniej. Dodatkowo, gaz możliwy do kupienia w transakcjach natychmiastowych (spot) okazywał się tańszy niż gaz w ramach KDT. Dostawcy gazu do odbiorców, nie mogąc sprzedać gazu zakontraktowanego w ramach KDT, zostali zmuszeni do renegotjacji formuł cenowych w tych umowach. Powszechność renegotjacji cen gazu w ramach KDT doprowadziła do dyskusji nad zmianą kształtu formuł cenowych i wyznaczaniu ich w większym zakresie na podstawie cen rynkowych (spot) niż ceny ropy naftowej i produktów ropopo-

Przykładowy mechanizm cenowy w kontraktach według modelu Groningen

Formuła

$$P_m = [P_0] + [0,60] \times [0,80] \times 0,0078 \times (LFO_m - LFO_0) + [0,40] \times [0,90] \times 0,0076 \times (HFO_m - HFO_0)$$

[...] – parametry w nawiasach ustalane są poprzez negocjację.

Składnik 1

P_m : cena gazu w danym miesiącu. Jest ona funkcją ceny bazowej (P_0) oraz zmian w cenach alternatywnych paliw w porównaniu z ich ceną wyjściową, w tym przypadku:

- Olej Opałowy Lekki (LFO); oraz
- Olej Opałowy Ciężki (HFO).

Składnik 2

Wartości **[0,60]** oraz **[0,40]** wyznaczają poziom indeksacji do poszczególnych alternatywnych nośników energii; w tym przypadku **60% LFO** i **40% HFO**. W praktyce wartości te są często inne niż rzeczywiste zużycie surowców energetycznych na danym rynku.

Składnik 3

Wartości **[0,80]** oraz **[0,90]** to tak zwane wskaźniki przechodnie, które służą alokacji ryzyka zmiany cen. W tym przypadku ryzyko bierze na siebie w znacznie większym stopniu strona sprzedająca.

Składnik 4

Wartości **0,0078** oraz **0,0076** służą przeliczeniu jednostek. W tym przypadku cena gazu podana jest w euro c/kWh, a oleju w euro/t.

Składnik 5

Wahania w cenach alternatywnych nośników energii oblicza się poprzez:

- LFO_0 – cena LFO w pierwszym miesiącu umowy lub miesiącu odniesienia.
- LFO_m – cena LFO w danym miesiącu m, która może być obliczana na podstawie średniej cen we wcześniejszych miesiącach. Okres odniesienia negocjowany jest przez strony.

Ceny te mogą, ale nie muszą, uwzględniać podatków.

Źródło: Instytut Sobieskiego na podstawie Energy Charter Secretariat, International Pricing Mechanisms for Oil and Gas (Bruksela: Energy Charter Secretariat, 2007), s. 154.

chodnych. Na tle formuł cenowych powstało wiele sporów sądowych i arbitrażowych.

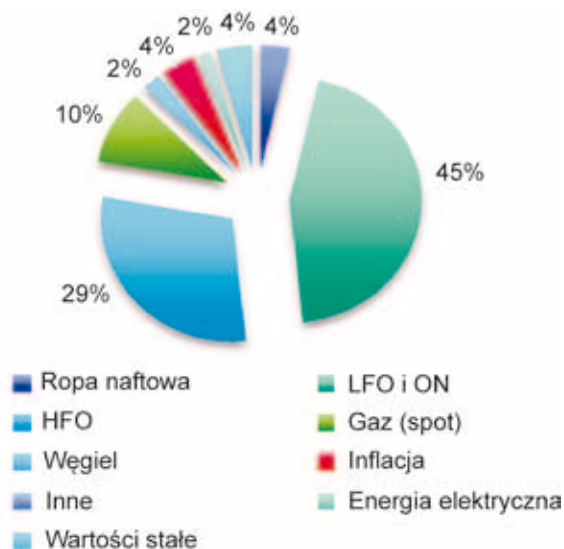
FORMUŁA CENOWA W KDT

Formuła cenowa w KDT to nic innego, jak sposób indeksacji ceny bazowej gazu (to jest ceny ustalonej w momencie zawarcia umowy) o określone zmienne parametry rynkowe. Często stosowanym mechanizmem indeksacji było odnoszenie cen gazu do cen lekkiego² i ciężkiego oleju opałowego (HFO). Taka formuła, obok alternatywnych nośników energii, przypisuje tym nośnikom określone wagi (udział) w indeksacji ceny gazu. Jako przykład (patrz ramka) można wskazać formułę cenową dla modelu Groningen, która często była wykorzystywana przez dostawcę rosyjskiego w stosunku do odbiorców w Europie.

W umowach gazowych w Europie Środkowej i Wschodniej stworzono formuły cenowe na podstawie indeksacji do ropy naftowej i produktów ropopochodnych z uprzednich 6–9 miesięcy, z przesunięciem czasowym o 3 miesiące. Zmiana ceny następowała kwartalnie.

Obecnie na rynku gazu można zaobserwować wzrost znaczenia formuł cenowych KDT indeksowanych cenami spot. Udział ceny spot gazu w formule cenowej zależy od kontraktu i rynku i może wynosić od kilku do kilkudziesięciu procent ceny. Warto porównać tę zmianę ze strukturą indeksacji w Unii Europejskiej z 2006 r. (wykres 1).

Struktura indeksacji – Unia Europejska (2006 r.)



Źródło: opracowanie Instytutu Sobieskiego na podstawie „Badania sektora energetycznego Komisji Europejskiej 2006 r.”.

KLAUZULE ZMIANY CENY

Z uwagi na długoterminowy charakter relacji kontraktowej sama formuła cenowa nie pozwala na elastyczne dostosowywanie ceny gazu do zmieniających się warunków rynkowych. Strony umów, przewidując zmienność cen na rynku, wprowadziły do umów tzw. klauzule zmiany ceny (*pricereviewclauses*). Zwykle klauzula zmiany ceny zawiera trzy elementy: okoliczności uzasadniające zmianę formuły cenowej (*price re-opener* lub *trigger*), zasady postępowania w trakcie procesu zmiany for-

muły cenowej oraz metodologię, zgodnie z którą może nastąpić zmiana formuły cenowej. Zawarcie tych trzech elementów w treści klauzuli zmiany ceny ułatwia stronom przeprowadzenie procesu zmiany formuły cenowej.

OKOLICZNOŚCI UZASADNIAJĄCE ZMIANĘ FORMUŁY CENOWEJ

Wyróżnia się dwa typy okoliczności uzasadniających zmianę formuły cenowej. Pierwsza to łatwa do zweryfikowania i obiektywna okoliczność upływu czasu lub wolumen zakupionego gazu. Druga to istotna zmiana warunków rynkowych dotyczących dostawcy lub odbiorcy gazu, powodująca, że kontynuowanie umowy na dotychczasowych zasadach jest dla jednej ze stron zbyt uciążliwe lub nieopłacalne. Okoliczność musi zostać wykazana przez stronę żądającą renegotjacji formuły cenowej.

Zgodnie z pierwszym typem okoliczności, każda strona może w określonych odstępach czasu lub po dostarczeniu lub odbiorze określonej ilości gazu wystąpić do drugiej strony z wnioskiem o renegotjowanie formuły cenowej i dostosowanie jej do aktualnych warunków rynkowych. Częstą praktyką było – i jest nadal – ustalenie możliwości renegotjacji formuły cenowej nie częściej niż co 3 lata, co zapobiega powstawaniu sporów pomiędzy stronami co do tego, czy renegotjacja ceny gazu może nastąpić czy nie. Jednakże okoliczność taka nie zawsze będzie się pokrywać ze zmianami istotnych warunków rynkowych wpływających na cenę gazu. W przypadku, gdy zmiana warunków nastąpiła w okresie pomiędzy datami, kiedy strony mogą podjąć renegotjację formuły cenowej, będą one zmuszone czekać do momentu, kiedy takie renegotjacje będzie można podjąć.

Drugi typ okoliczności – zmiana istotnych warunków rynkowych – jest mniej jednoznaczny. Powołując się na nie strona jest zobowiązana je wykazać i nie jest oczywiste, czy druga strona KDT zgodzi się co do faktu ich zajścia. Może się zdarzyć, że w interesie drugiej strony korzystne będzie kontynuowanie umowy na dotychczasowych zasadach. Zmiana istotnych warunków rynkowych powinna być niezależna od stron, musi być istotna i powodować znaczące trudności dla strony umowy lub powinna powodować, że dalsze wykonywanie umowy jest dla jednej ze stron nieopłacalne. Ważne jest także to, że strony nie mogły przewidzieć zmiany istotnych warunków rynkowych w czasie zawierania umowy lub w czasie ostatniego procesu ustalania formuły cenowej. Wykazanie tych okoliczności wymaga powołania się na informacje o zmianach na rynku. Często wymaga też zaangażowania biegłych, którzy wykażą zajście takich okoliczności w treści raportu lub opinii.

ZASADY POSTĘPOWANIA W TRAKCIE PROCESU ZMIANY FORMUŁY CENOWEJ

Drugim elementem klauzuli zmiany formuły cenowej jest wskazanie zasad postępowania w przypadku wystąpienia przesłanek zmiany tej formuły. Strona uprawniona do wszczęcia renegotjacji powinna wystąpić do drugiej strony z odpowiednim wnioskiem, w którym powinna przedstawić oczekiwany sposób zmiany formuły cenowej, wynikający ze zmienionych warunków rynkowych. Strony mają ograniczony czas na pod-

jęcie i prowadzenie rozmów. W ich trakcie może się okazać, że druga strona KDT zakwestionuje zajście okoliczności upoważniających do podjęcia renegotjacji formuły cenowej lub, w przypadku przyznania ich zajścia, strony mogą nie dojść do porozumienia w zakresie jej zmiany. Ograniczony czas na rozmowy ma charakter dyscyplinujący i obliguje strony do szybkiego działania. W przypadku braku osiągnięcia porozumienia w czasie przeznaczonym na rozmowy strona wnioskująca o zmianę formuły cenowej może wszcząć postępowanie arbitrażowe. Postępowanie może odbywać się zgodnie z dowolnie wybranym regulaminem arbitrażowym. Strony oddają uprawnienie do rozstrzygnięcia kwestii spornych pomiędzy nimi osobie trzeciej, czyli arbitrom. Ci z kolei będą musieli, w przypadku stwierdzenia zasadności wniosku o zmianę formuły cenowej, dokonać jej zmiany. Możliwe jest także, że w przypadku dokonania zmiany formuły cenowej, która może być skuteczna wstecz, i stwierdzenia istnienia nadpłat lub niedopłat, będą mogli także zasądzić odpowiednie kwoty na rzecz strony przeciwnej. Strona dochodząca zapłaty musi jednak sformułować takie roszczenie.

METODOLOGIA ZMIANY FORMUŁY CENOWEJ

Trzecim elementem klauzuli zmiany formuły cenowej jest ustalenie metodologii zmiany takiej formuły. Strony mogą wskazać, jak bardzo formuła cenowa może ulec zmianie (ograniczenia takie mogą być kwotowe lub procentowe) oraz jakie współczynniki lub dane mogą być zastosowane w nowej formule. Ustalenie metodologii zmiany jest wskazaniem wytycznych co do sposobu zmiany formuły. Obowiązują one strony w trakcie rozmów oraz w przypadku ich niepowodzenia, także arbitrów. Ustalenie metodologii zmiany formuły cenowej jest o tyle istotne, że daje stronom przewidywalność wyników procesu jej zmiany. W innym przypadku rozstrzygnięcia, szczególnie arbitrów, jakkolwiek niezupełnie dowolne, mogą iść na tyle daleko, że będą dla stron zaskakujące lub niekorzystne.

Arbitrzy powinni być specjalistami w zakresie rynku gazowego. Właściwe rozstrzygnięcie sporu o treść formuły cenowej wymaga od nich znajomości zagadnień tego rynku. Jest to niewątpliwie taki rodzaj arbitrażu, w którym istotne są doświadczenie i wiedza arbitrów w zakresie przedmiotu sporu, wykraczające poza samą wiedzę prawniczą. Postępowanie nie opiera

się na dokumentach i świadkach, a w dużym stopniu polega na opiniach biegłych. Nie ma też potrzeby odwoływania się do treści prawa, ponieważ jego przedmiotem nie jest odpowiedzialność stron, ale okoliczność faktyczna, jaką jest treść formuły cenowej. Postępowanie jest też ograniczone do twierdzeń i dowodów przedstawionych przez strony podczas ich rozmów. Chodzi o to, żeby na etapie postępowania arbitrażowego nie przedstawiać nowych okoliczności, które nie były przedmiotem wcześniejszych dyskusji stron.

NOWA FORMUŁA CENOWA

Ustalenie nowej formuły cenowej oznacza zmianę treści zobowiązania stron. W zależności od treści klauzuli zmiany ceny/orzeczenia arbitrażowego zmiana formuły cenowej może być skuteczna od: a) wydania wyroku arbitrażowego lub uprawomocnienia się postanowienia sądu powszechnego o jego uznaniu lub b) powstania okoliczności uzasadniających zmianę formuły cenowej lub od wystąpienia przez stronę z wnioskiem o jej zmianę. W takim przypadku pojawia się możliwość żądania zwrotu nadpłat lub dopłaty brakującej części ceny.

Arbitraż dotyczący formuły cenowej jest skutkiem braku porozumienia stron. W większości przypadków ograniczony jest on jedynie do treści formuły cenowej i nie ustala odpowiedzialności stron z tytułu jej niewykonania lub nienależytego wykonania. Spór o formułę cenową nie jest sporem o wadliwość wykonania umowy dostawy gazu. Ma na celu utrzymanie współpracy pomiędzy stronami w ten sposób, że staje się ona znowu korzystna dla obu stron.

Paweł Pietkiewicz, Tomasz Chmal

Paweł Pietkiewicz jest partnerem zarządzającym w kancelarii prawnej White & Case w Warszawie, jednocześnie kieruje praktyką rozwiązywania sporów. White & Case posiada 39 biur i zatrudnia 1900 prawników na świecie.

Tomasz Chmal jest partnerem w kancelarii prawnej White & Case w Warszawie, zajmuje się obsługą firm z sektora energetycznego.

¹ W kontraktach długoterminowych występują także inne składowe formuły cenowych, odnoszące się, w zróżnicowanych proporcjach, do cen energii elektrycznej na różnych rynkach, inflacji, cen spotowych gazu czy innych towarów, np. węgla.

² Formuła ta wywodzi się z holenderskiego modelu zastosowanego w latach 60. ubiegłego wieku na złożu Groningen w Holandii. W niniejszym opracowaniu korzystano z raportu Instytutu Sobieskiego na temat formuł gazowych w kontraktach długoterminowych z 2012 r.

Hausner i Steinhoff o gospodarce surowcowej

„W Polsce tak naprawdę nie ma polityki surowcowej. Dopiero teraz zaczyna się dyskusja na jej temat. Działania rządu w odniesieniu do gospodarki surowcowej charakteryzuje bałagan prawny i chaos decyzyjny. Problematyka ta jest prawie nieobecna w dokumentach strategicznych. Często konkretne decyzje dotyczące złóż o znaczeniu strategicznym dla kraju są podejmowane na poziomie gminy” – wynika z raportu „Rzecz o tym, czego nie ma, a jest bardzo potrzebne”, który opracowała grupa uczonych pod kierunkiem byłych wicepremierów Jerzego Hausnera i Janusza Steinhoffa.

Autorzy raportu twierdzą, że istniejące regulacje oraz praktyka działania władzy publicznej nie stwarzają przyjaznych warunków do podejmowania działalności górniczej. Gospodarka surowcowa musi



być objęta specyficznymi i stabilnymi reżimami – koncesyjnym i podatkowym. Tradycyjny fiskalizm ją dusi, zaś niestabilność eliminuje poważnych i uczciwych inwestorów. Uporządkowania i rewizji wymagają skala i tryb obciążenia finansowego działalności górniczej różnego rodzaju daninami oraz czasokres postępowania administracyjnego w odniesieniu do kolejnych faz procesu inwestycyjnego. Dotyczy to również pozyskiwania surowców mineralnych ze źródeł wtórnych i uregulowań prawnych promujących rozwój recyklingu. Proponowane regulacje bardzo często nie są poprzedzone konieczną analizą ich skutków. Myślą przewodnią przy ich opracowywaniu jest przy tym doraźny fiskalizm, który w dłuższej perspektywie nie tylko nie generuje planowanych dochodów budżetu, ale często uniemożliwia rozwój firm.

Gaz i ropa to nie tylko popyt i podaż

Piotr Kuczyński

Jednym z bardziej pospolitych błędów popełnianych przez komentatorów wypowiadających się o sytuacji na rynkach surowcowych jest pomijanie wpływu funduszy inwestycyjnych na cenę surowców. Widać to nie tylko na rynku gazu, ale i na rynkach innych surowców, a nawet na rynku towarów rolnych. Wystarczy spojrzeć na to, co działo się na rynkach surowcowych i rolnych w latach 2002–2009. Wtedy to cena na przykład ropy w okresie 2002–2008 wzrosła siedmiokrotnie, cena gazu pięciokrotnie, miedzi – sześciokrotnie, a złota ponad sześć razy. Na rynku towarów rolnych sytuacja była podobna, ale czymś się jednak różniła. Tam ceny zaczęły gwałtownie rosnąć dopiero od 2007 roku i zakończyły hossę w 2008 roku. Trwało to więc tylko rok. Wtedy to pszenica zdrożała trzykrotnie, kukurydza prawie trzykrotnie, a ryż o dwa i pół razy.

Chińczycy zamiast jednej miseczki ryżu jedli trzy? Tak dobrze nie było. Po prostu fundusze inwestycyjne w 2007 roku już wiedziały, że zbliża się bessa (potem nastąpił kryzys) i uciekali z rynku akcji w rynek surowcowy. Dlatego po drodze „zaczepili” rynek towarów rolnych. Wszystko skończyło się w 2008 roku, kiedy cena ropy spadła o 75 procent, gazu o 80 procent, miedzi o ponad 70 procent, kukurydzy o 60 procent, a ryżu o 60 procent.

Chińczycy przeszli na dietę i stąd niższa cena ryżu? To też tak nie działa. Po prostu fundusze inwestycyjne zobaczyły, że sytuacja robi się niebezpieczna i zaczęły gwałtownie wycofywać kapitał z rynków. Przede wszystkim z rynku kontraktów na określone surowce. Kontrakty to wspinały instrument ustawiania ceny na rynku spotowym. Angażuje się niewielki depozyt i kupuje/sprzedaje surowiec za wielokrotnie wyższą kwotę.

Od dawna twierdzę, że stara ekonomia poszła w kąt – nazywam to teorią trzeciego czynnika. Zgodnie z książkami o ekonomii, mamy podaż i popyt, a w środku jest cena, która reaguje na wzrost lub spadek podaży czy popytu. Im wyższy popyt, tym wyższa cena, a im wyższa podaż – tym cena niższa. Tak kiedyś było i mam nadzieję, że tak kiedyś będzie. Teraz też mamy podaż i popyt, ale w środek wchodzi fundusze inwestycyjne (trzeci czynnik). One za pośrednictwem rynku kontraktów ustalają cenę, a podaż i popyt do tej ceny się dostosowuje. Ogon macha psem.

Stosowanie dźwigni pozwala na osiągnięcie potężnych zysków (i ponoszenie strat), więc kapitały są na takich rynkach szczególnie aktywne. Poza tym jest jeszcze jeden plus – nie trzeba odbierać i przysyłać żadnego surowca. Obraca się tylko kontraktami, co można robić z jednoosobowego biura w jakiejś klitce. Można zacytować z książki „Widmo kapitału” (Joseph Vogl „Das Gespenst des Kapitals”) fragment, który doskonale opisuje tę sytuację: „ktoś, kto nie ma produktu i nie zamierza go mieć ani nie

będzie go miał, sprzedaje ten produkt komuś, kto nie zamierza go kupić ani nie chce go mieć i rzeczywiście go nie dostanie”.

To, co napisałem powyżej, odnosi się również do rynku gazu. Oczywiście, nie tylko czynniki czysto finansowe mają wpływ na jego cenę. Mamy jeszcze zarówno rzeczywistą podaż i popyt (to o „trzecim czynniku” było nieco uproszczone), jak i politykę (geopolitykę). Można to doskonale zaobserwować w ostatnich latach. Jeśli chodzi o popyt i podaż, to nie ulega wątpliwości, że stosowana w USA i Kanadzie technologia szczelinowania, stosowana do wydobywania gazu z łupków, pomogła w obniżeniu ceny gazu o około osiemdziesiąt procent.

Nie ulega też jednak wątpliwości, że nadal wpływ miały inne czynniki. Choćby właśnie polityczny. Mimo wydobywania gazu łupkowego jego cena w latach 2012–2014 wzrosła trzykrotnie. Po czym, po aneksji Krymu, spadła o sześćdziesiąt procent. Dlaczego?

Są trzy teorie. Pierwsza mówi o tym, że globalne spowolnienie gospodarcze (szczególnie w Chinach) zmniejszyło popyt na surowce i dlatego one tanieją (bo rzeczywiście różne surowce mocno tanieją). To po części jest prawda. Druga teoria mówi o tym, że kraje OPEC, a szczególnie kraje Zatoki Perskiej, chcą doprowadzić do bankructwa, a może nawet przejąć firmy wydobywające z łupków gaz i ropę. Tego wykluczyć nie można. Na przykład w Polsce kolejna firma (Chevron) zrezygnowała z poszukiwań gazu. Gaz i ropa zrobiły się po prostu tak tanie, że wydobywanie z łupków stało się mało atrakcyjne.

Trzecia teoria mówi o wpływie polityki na cenę. Wiadomo, że niskie ceny ropy i gazu mogą w kilka lat doprowadzić Rosję do bankructwa. Wystarczyłoby, żeby potężne fundusze inwestycyjne poszły na rękę rządowi USA i rządowi krajów UE i zaczęły grać na rynku kontraktów na spadki cen ropy i gazu, aby te surowce taniały. Nawiasem mówiąc, Rosja zamiast bronić rubla powinna też wejść na rynek kontraktów na gaz i ropę – wynik byłby dużo lepszy niż obrona waluty. Zresztą może Rosja na te rynki weszła, bo cena ropy ostatnio znowu rośnie...

Dla kogo dobre są tania ropa i tani gaz? Dla krajów takich jak Polska z pewnością są dobre, bo więcej pieniędzy zostaje w kieszeni na inne wydatki. Niekorzystne są, z oczywistych powodów, dla krajów surowcowych (takich jak Rosja, Wenezuela, Brazylia) oraz dla... USA. Tak, dla USA bardzo tanie gaz i ropa to zła informacja. Wydobywając gaz i ropę z łupków, mogli cieszyć się niską ich ceną. Teraz cały świat ma niską cenę, więc przewaga konkurencyjna USA znikła. Dlatego uważam, że minimum ceny już zostało osiągnięte. USA zrobią dużo, żeby ceny wyraźnie wzrosły.

Autor jest głównym analitykiem, Dom Inwestycyjny Xelion sp. z o.o.

Namawiam do rynku zorganizowanego

Przyczynek do dyskusji o rynku wykonawczym
w branży gazowniczej

Grzegorz Romanowski

Ma rację Cezary Mróz we wstępniku „Jaka sól, taka ziemia” w „Przeglądzie Gazowniczym” nr 4 (44) z 2014 roku, że „...sam gaz to tylko początek. Trzeba go bezpiecznie dostarczyć klientowi, ale jak to zrobić, gdy coraz mniej doświadczonych techników, a coraz więcej biurkowych urzędników, wierzących w to, że samo wdrożenie nowej procedury zapewni bezpieczeństwo. Mam świadomość, że żyjemy w coraz bardziej paragrafowanym świecie i kawałek papieru może okazać się kiedyś ważniejszy od wielkiej rury, ale mam też wrażenie, że momentami razem z tym światem zbliżamy się do granicy absurdu”.

Dzisiaj narzekają czy – jak kto woli – mają pretensję inwestorzy do dostawców urządzeń i wykonawców, a ci ostatni do inwestorów. I koło się zamyka, bo narzekanie to patrzyenie



Węzeł przesyłu gazu w Reszkach.

wstecz, na coś, co się stało i czego niczym nie zmienimy. Lepiej siąść przy stole i przedyskutować nabrzmiały problem, aby go rozwiązać. To ważne i wykonalne zadanie dla Izby Gospodarczej Gazownictwa, przy bezwzględnym udziale inwestorów i wykonawców. Wszyscy są członkami IGG, tylko muszą zacząć rozmawiać.

Funkcjonowanie rynku zależy nie tylko od podaży i popytu, ale również od instytucji i unormowań prawnych. Także od funkcjonujących na wielu rynkach kodeksów dobrych praktyk.

Taki kodeks dla wykonawstwa w branży gazowniczej to uruchomienie procesu dążenia do rynku zorganizowanego.

Najlepszym przykładem rynku zorganizowanego jest rynek kapitałowy, na którym towarem są różnego rodzaju instrumenty finansowe. Regulacje prawne tego rynku przyjęte są w ustawach o obrocie, o ofercie publicznej, o nadzorze. Rynek zorganizowany, a precyzyjniej regulowany, objęty jest szczególnym reżimem prawnym, który wyznacza określone zasady i standardy funkcjonowania, nad którym sprawowany jest ścisły nadzór.

Rynek regulowany gwarantuje powszechny i równy dla każdego dostęp do informacji i ryzyka z tym związanego, czyli transparentność rynku. Gwarantuje jednakowe warunki przy zawieraniu transakcji. Nie trzeba samodzielnie szukać nabywców lub zbywców instrumentów finansowych. Nikt z kupujących i sprzedających nie przychodzi na giełdę, bo wyręczają ich w tym firmy maklerskie. System komputerowy giełdy sam kojarzy ze sobą wprowadzone zlecenia. I na podstawie zestawienia zleceń kształtowany jest aktualny kurs, czyli cena.

Zastanawiam się, co z tej doskonałości rynku kapitałowego można przenieść do branży gazowniczej, żeby nie było tylu narzekań, jak jest źle. Spójrzmy więc na rynek gazowniczy tak: po jednej stronie, tej podażowej – system gazowniczy rozumiany jako rynek inwestora, a po drugiej, tej popytowej – rynek postępu technicznego urządzeń gazowych, nowych, doskonalszych i bezpieczniejszych technologii, przyjaznych dla środowiska i – w konsekwencji – tańszych w eksploatacji. A więc cała sfera usług i produkcji oraz wykonawstwa. Dopiero takie patrzyenie na gazownictwo w Polsce tworzy warunki zrównoważonego rozwoju branży. Irytuje się, gdy mówi się o gazownictwie w kategoriach wyłącznie wielkości zużycia i importu, krajowego wydobycia i magazynowania, a zapomina o technice, usługach, urządzeniach, a więc o firmach, przedsiębiorstwach konkurujących na gazowym rynku inwestycyjnym. Zapomina się o całej rzeszy wysoko wykwalifikowanych techniczno-inżynierskich specjalistów, pracujących po obydwu stronach – zamawiającej i wykonującej.

Jeśli będziemy ze sobą rozmawiać i wzajemnie słuchać, wtedy nie podzielą nas paragrafy, a wskaźniki pomogą w techniczno-kosztowo-prawnych negocjacjach.

Z doświadczeń płynących z przeszłości, co jest tajemnicą poliszynela, można powiedzieć, że wolności, a precyzyjniej

– dowolności na polskim rynku inwestycyjnym branży gazowniczej jest jeszcze za dużo. I to pierwsze pole do wspólnego, w dyskusji stron, uregulowania. Bo jak sobie wytłumaczyć, że mimo specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ) różnice w złożonych ofertach cenowych w przetargu na dostawę urządzeń gazowniczych czasami sięgają prawie 50-procentowej wartości. W pogoni za zapewnieniem sobie zwycięstwa w przetargu konkurowanie rywalizujących ze sobą firm wykonawczych, usługodawców i producentów sprowadza całą sytuację do absurdu. Oferowana przez niektórych uczestników przetargu cena nie pokrywa wartości zamontowania koniecznych urządzeń. Oferent, jak mówi się w żargonie „idzie po bandzie”, bo chce złapać robotę. Ale czemu to służy? Kłopotom dla inwestora i wykonawcy. Padają po kolei terminy, wymusza się kolejne aneksy do zawartej umowy. Bo nawet drobna inwestycja musi wreszcie pracować w całym systemie gazowniczym. A jak się czują przegrani z wyższą ceną? I dlaczego firmy, które mają robotę, bankrutują? Przecież inwestor, ogłaszając przetarg, miał jakiś budżet przygotowany przez specjalistów, a nie dyletantów. To jak to jest z przestrzeganiem ładu czy wewnętrznych procedur? Inny przykład. Do przetargu może przystąpić wykonawca, który w ostatnim roku wykonał dwie stacje redukcyjne pierwszego stopnia o przepływie takim to a takim i małą stację redukcyjno-pomiarową. Ustawienie pod wykonawcę? Albo do przetargu startuje dostawca czy wykonawca, który „nawalił” przy poprzedniej robocie lub ma kłopoty ze swoją firmą, jakością produkowanych urządzeń, co łatwo sprawdzić, a mimo to wygrywa, bo oferował najniższą cenę? Ale można i tak. Wybrani z przetargu oferenci, również z tą najniższą ceną, zaproszeni są do rozmowy technicznej, gdzie przed delegacją inwestora odpowiadają na pytania techniczne wyjaśniające ofertę złożoną do zamówienia przetargowego i opisanych warunków (SIWZ). Wygrywa oferent z ceną wyższą o prawie 30 procent, bo w negocjacjach technicznych wyjaśnił wszelkie wątpliwości i obronił merytorycznie swój projekt. Inwestor nie ma kłopotów, nie ma aneksów, prace wykonane są na czas, a wszystko pracuje w należyтым porządku i bezpiecznie. Komfort! Można? Można, bo chce się i przestrzega się procedur, które obok ustawy o przetargach są obowiązujące.

Po to byłem inicjatorem założenia Izby Gospodarczej Gazownictwa i poparło mnie w tym ponad 100 firm wykonawczych, usługowych i producenckich, aby zmierzyć się z problemami w branży gazowniczej, które doskwierają wszystkim. Może dopiero teraz przyszedł na to czas? To wykorzystajmy tę gotowość do stworzenia „paragrafowanych” wartości służących nam wszystkim. Ale trzeba zasiąść i rozmawiać. Każda strona ma swój bagaż wartości i warto go poznać, aby rozwiązania satysfakcjonowały zainteresowanych. Potem bardzo dużo zależy od wdrożenia uzgodnień i ich stałego poprawiania, doskonalenia.

Dlatego warto na przykład, z pozytywną aprobatą, wspomnieć Korporacyjną Politykę Zakupową, obowiązującą u Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. od 1 lutego 2011 roku, która wtedy wprowadziła nowe zasady zakupów, przygotowane na podstawie międzynarodowego wyznacznika *Quality for Price*, co oznacza zachowanie najkorzystniejszej relacji jakości do ceny. Są to najlepsze światowe standardy i praktyki zarządzania zakupami. Opisane w Korporacyjnej Po-

lityce Zakupowej i Instrukcji Udzielania Zamówień nowe zasady umożliwiły wszystkim dostawcom równy dostęp do wiedzy i informacji. Ponadto, zasady te wprowadziły tryb zapytania ofertowego i listę kwalifikowanych dostawców. Zawsze z niej, z uzasadnieniem, można być skreślonym, a w to miejsce wchodzi wtedy ktoś nowy. Takie zachowania na rynku sprawiają, że staje się on rynkiem z opisanymi regułami, a więc rynkiem zorganizowanym. Jest rynkiem transparentnym i przewidywalnym. Na taki rynek przedsiębiorstwo dobrze zorganizowane, przestrzegające najwyższych standardów jakościowych, ma łatwą drogę wejścia, gdyż jest bezwzględnie konkurencyjne i może mieć pewność odniesienia sukcesu.

W procesie wprowadzania reguł rynku zorganizowanego może już są, ale na pewno mogą być wykorzystane standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa. Dzisiaj one nie są



Węzeł przesyłu gazu w Reszkach.

obligatoryjne. Ale przy opracowywaniu strategii zakupów dla inwestorów, a także dla dostawców i firm wykonawczych, może powinny być obligatoryjnym narzędziem podnoszenia jakości i konkurencyjności oferty. Standardy techniczne IGG powstają wielkim społecznym wysiłkiem ogromnej rzeszy specjalistów z branży gazowniczej, są przedyskutowane, skonsultowane, a tym samym podnoszą gwarancję bezpieczeństwa funkcjonowania infrastruktury gazowniczej w Polsce.

Moje namawianie do wspólnego działania na rzecz rynku zorganizowanego w branży gazowniczej nie jest niczym innym, jak próbą wywołania dialogu i pracy nad procesowym eliminowaniem niepożądanych zjawisk.

W Polsce warto jak najszybciej przeprowadzić debatę i prace nad implementacją niedawno uchwalonych w Brukseli dyrektyw zamówieniowych. Do polskiego prawa muszą i tak być wprowadzone nie później niż do 18 kwietnia 2016 roku. A to tylko rok. Spróbujmy wykorzystać ten czas.

Grzegorz Romanowski, doradca zarządu cGAS controls Sp. z o.o., przewodniczący Komisji Rewizyjnej IGG w latach 2006–2015.

Polscy szczypiorniści medalistami mistrzostw świata



Qatar 2015
20th World Handball Championship

BRONZE MEDALLISTS 2015



To ogromny sukces polskiej drużyny i – jak powiedział prezydent Bronisław Komorowski: – *ten brąz ma smak srebra, a nawet złota. To również wielki sukces wizerunkowy spółki PGNiG.*

Reprezentacja Polski piłkarzy ręcznych po 5-letniej przerwie znowu stanęła na podium mistrzostw świata, zajmując III miejsce. Mistrzem świata została reprezentacja Francji, która ten tytuł wywalczyła już po raz piąty. II miejsce zajęła drużyna gospodarzy. W 24. Mistrzostwach Świata w Piłce Ręcznej Mężczyzn, które odbyły się w Katarze, udział wzięły 24 zespoły.

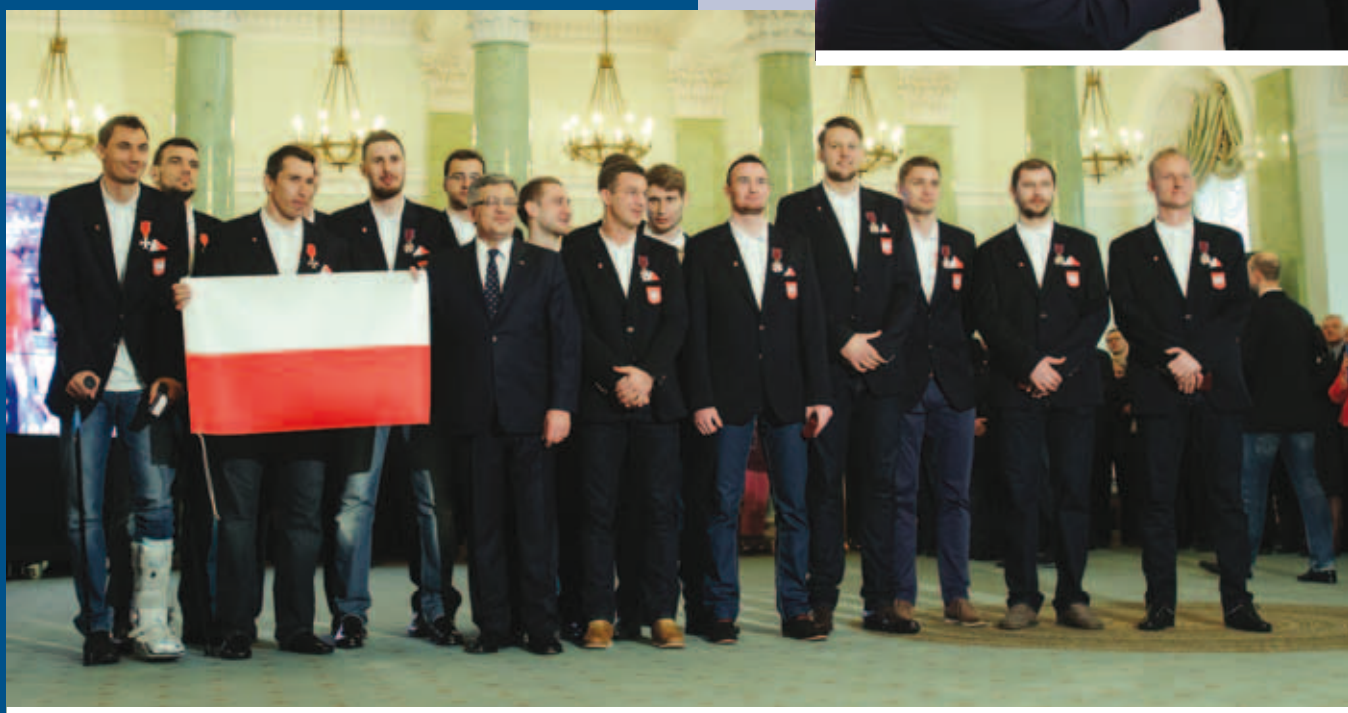
To historyczny wynik także dla PGNiG, gdyż jest to pierwszy medal, jaki polska reprezentacja wywalczyła z logo PGNiG na koszulkach. Dla przypomnienia należy dodać, że współpraca PGNiG z Polskim Związkiem Piłki Ręcznej rozpoczęła się w 2010 roku.

Łączna wartość ekspozycji marek w telewizji podczas meczu Polska–Hiszpania wyniosła 43 mln zł – wynika z badania Sponsor Track, przeprowadzonego przez instytut badawczy Pentagon Research. Marka ta pojawiła się na antenie 1010 razy i uzyskała najwyższą wartość ekspozycji ponad 9,7 mln zł.

– *Sukces piłkarzy ręcznych na pewno opłacił się sponsorom reprezentacji, a zwłaszcza strategicznemu PGNiG. Współpraca PGNiG ze szczypiornistami to dla firmy dobra inwestycja. Nie sądzę, by zapłacili bardzo dużo za ten sponsoring. A korzyści, jakie z tego płyną w ostatnim czasie, są ogromne* – powiedział Grzegorz Kita, prezes agencji Sport Management Polska.

12 lutego w Pałacu Prezydenckim Prezydent Bronisław Komorowski spotkał się z reprezentacją Polski w piłce ręcznej. Podczas spotkania zawodnicy, trenerzy oraz sztab szkoleniowy otrzymali odznaczenia państwowe.

(mc)



Bardzo dobre wyniki finansowe grupy PGNiG w 2014 roku

W 2014 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła ponad 2,8 mld zł zysku netto, czyli o 47% więcej niż w 2013 roku. To efekt niższych kosztów pozyskania gazu oraz silnych operacyjnie wyników segmentu Dystrybucja.

GK PGNiG zanotowała także 7-procentowe zwiększenie przychodów ze sprzedaży, do ponad 34 mld zł w 2014 roku wobec 32 mld zł w roku 2013. Na ten wzrost wpływ miały przede wszystkim wyższe o 9%, czyli o 2,16 mld zł, przychody ze sprzedaży gazu. Na poziomie działalności operacyjnej GK odnotowała wzrost wyniku EBITDA o 13%, do 6,3 mld zł, wobec 5,6 mld zł w analogicznym okresie ubiegłego roku. Roczne wydobycie ropy naftowej i kondensatu przekroczyło prognozę o prawie 30 tys. ton, sięgając 1,21 mln ton. Grupa zrealizowała także roczny plan wydobycia gazu ziemnego na poziomie 4,5 mld m³ i przewiduje utrzymanie tego poziomu w roku 2015.

Segment Poszukiwanie i Wydobycie – dobre wyniki operacyjne

Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobycie w 2014 r. zmniejszyły się o 2%, do 6,1 mld zł w porównaniu z 2013 r. Natomiast zysk EBITDA obniżył się o 7%, do 3,14 mld zł w 2014 r. Na wyniki wpływ miały jednorazowe zdarzenia, tj. odpisy w wysokości 707 mln zł oraz spisane odwierty negatywne i sejsmika w wysokości 330 mln zł, a także obniżające się od września ub.r. ceny sprzedaży ropy naftowej.

Niższe koszty zakupu gazu dzięki elastyczności formuł cenowych w kontraktach importowych

Na wynik segmentu Obrót i Magazynowanie w 2014 roku, wpływ miały przede wszystkim niższe koszty pozyskania gazu i struktura jego sprzedaży (obligo gazowe), dzięki którym przychody ze sprzedaży głównego produktu Grupy Kapitałowej wzrosły o 2,2 mld zł, do 26,7 mld zł w porównaniu z ubiegłym rokiem. Całkowite przychody segmentu Obrót i Magazynowanie wzrosły o 12%, do 28,8 mld zł. Marża na sprzedaży gazu wyniosła 4% w czwartym kwartale 2014 r. oraz 3% w całym 2014 r., wobec -2% w 2013 roku.

Sprzedaż gazu wzrosła o 13,5%, do 18,5 mld m³ w 2014 r. w porównaniu z 16,3 mld m³ w roku 2013. W podziale na poszczególne grupy odbiorców sprzedaż gazu wzrosła na TGE oraz do klientów PGNiG Sales & Trading. Natomiast zauważalny spadek sprzedaży wystąpił u pozostałych grup odbiorców, w tym największy w grupie rafinerii oraz zakładów azotowych o odpowiednio 0,25 i 0,4 mld m³ w porównaniu z 2013 r. Stało się tak przypuszczalnie ze względu na atrakcyjne ceny na TGE i rynkach Europy Zachodniej. Od 1.08.2014 r. sprzedaż gazu do ok. 6,7 mln dotychczasowych klientów PGNiG prowadzi spółka PGNiG Obrót Detaliczny, którą do końca 2014 r. obowiązywała przejęta od PGNiG SA taryfa na paliwo gazowe. W okresie styczeń–grudzień 2014 r. PGNiG OD sprzedała 3,2 mld m³ gazu.

Dobry operacyjny wynik segmentu Dystrybucja

Przychody segmentu Dystrybucja utrzymały się w 2014 r. na podobnym poziomie – ok. 4,3 mld zł – jak w 2013 r., pomimo 5-procentowego spadku wolumenów dystrybuowanego gazu, spowodowanego wyższą o prawie 1 stopień C średnioroczną temperaturą powietrza. Wynik EBITDA wzrósł o 25%, do 2 mld zł w 2014 r. w porównaniu z 1,6 mld zł w 2013 r. W 2014 r. zyski segmentu były obciążone istotnymi zdarzeniami jednorazowymi, w tym zwiększeniem rezerw aktuarialnych na minus 141 mln zł oraz wyższymi kosztami bilansowania systemu.

Niższy wynik segmentu Wytwarzanie z powodu warunków atmosferycznych

W 2014 r. przychody ze sprzedaży segmentu Wytwarzanie obniżyły się o 6%, do 1,9 mld zł w porównaniu z rokiem 2013. Wpływ na to miał m.in. spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 13%, do 800 mln zł. Natomiast przychody ze sprzedaży ciepła pozostały na stabilnym poziomie 1,1 mld zł – w efekcie wyższej taryfy na ciepło i niższego o 9% wolumenu, będącego skutkiem łagodnej zimy. Sprzedaż ciepła wyniosła 36,6 PJ w 2014 r., natomiast sprzedaż energii elektrycznej spadła o 6%, do 3,56 TWh.

Rekordowe zatłoczenie magazynów

Zapas gazu wysokometanowego w podziemnych magazynach gazu na koniec 2014 r. osiągnął poziom ok. 2,1 mld m³, podobnie jak w grudniu 2013 roku.

Istotne wydarzenia w GK PGNiG w 2014 roku

- W ubiegłym roku podpisane zostało porozumienie ze spółką Qatargas oraz rozpoczęte renegecje kontraktu jamalskiego. Efekt negocjacji może mieć duży wpływ na przyszłą pozycję rynkową spółki.
- Po kilkumiesięcznych negocjacjach PGNiG nabyło kolejne złoża węgłowodorów w Norwegii, co wzmocniło pozycję spółki w *upstream* międzynarodowym i pozwoliło na korzystną optymalizację podatkową w spółce PGNiG Upstream International.
- Dokonana została także kolejna integracja Grupy Kapitałowej PGNiG. Zawarto umowy o współpracy pomiędzy PGNiG SA a spółkami GK oraz wdrożono regulacje zarządcze dla poszczególnych obszarów działalności Grupy PGNiG. Spółki przystąpiły też do podatkowej grupy kapitałowej oraz zostały zintegrowane w ramach narzędzi zarządzania skarbem.



– W minionym roku wypracowaliśmy zysk netto w wysokości 2,8 mld zł, co stanowi wzrost o 47 procent w stosunku do ubiegłego roku. Na poziomie działalności operacyjnej wartość EBITDA wyniosła 6,3 mld zł, czyli zwiększyła się o 13 procent w porównaniu z rokiem 2013. Z kolei wynik operacyjny wyniósł 3,8 mld zł i zwiększył się o 22 procent. W 2014 roku o 7 procent wzrosły także przychody Grupy Kapitałowej PGNiG, które przekroczyły 34 mld zł. Na wypracowanie korzystnych wyników wpływ miały głównie osiągnięcia w obszarze poszukiwań i wydobycia oraz dystrybucji.

Pod koniec roku przyjęta została „Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2014–2022”, która stawia przed spółkami GK ambitne zadania, mające na celu stworzenie podstaw dalszego rozwoju. Jej głównymi filarami są cztery kluczowe obszary aktywności: utrzymanie wartości w obrocie detalicznym i hurtowym, maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania, wzmocnienie i transformacja obszaru *upstream* oraz zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości Grupy PGNiG.

W obszarze handlu PGNiG będzie dążyć do pozostania liderem sprzedaży na rynku gazu oraz preferowanym dostawcą dla wszystkich segmentów klientów. Cele te spółka zamierza osiągnąć m.in. poprzez opracowanie i uruchomienie mechanizmów zatrzymania klientów oraz podniesienia jakości obsługi klientów. Spółka zakłada utrzymanie wysokiego poziomu stabilności dostaw gazu do klientów końcowych oraz uatrakcyjnienie oferty produktowej.

Posiadane przez GK PGNiG aktywa w obszarze infrastruktury sieciowej, magazynowania gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są źródłem przewidywalnych, stabilnych przychodów i przyniosą atrakcyjne stopy zwrotu w relacji do ponoszonego ryzyka. Jednym z nowych kierunków rozwoju będzie inwestowanie w sieci ciepłownicze. Efektywna realizacja tego typu inwestycji w nowe projekty infrastruktury sieciowej (dystrybucji ciepła) może pozwolić na długofalowe zwiększenie strumienia przepływów. PGNiG będzie dążyć do wykorzystania i osiągnięcia efektów synergii w całym łańcuchu dystrybucji sieciowej.

W segmencie poszukiwań i wydobycia węgłowodorów spółka docelowo widzi bardzo duży potencjał wzrostu. Rosnące znaczenie posiadania zdywersyfikowanego portfela złóż surowców oraz zdobyte przez GK PGNiG kompetencje i doświadczenie w tym segmencie czynią ten obszar kluczową dźwignią dalszego rozwoju.

Fundamentem gwarantującym wzrost będą działania zwiększające efektywność kosztową i organizacyjną Grupy Kapitałowej. Do działań tych należy m.in. racjonalizacja kosztów w GK PGNiG, konieczna ze względu na liberalizację rynku i zwiększającą się presję ze strony konkurencji oraz ograniczenie zaangażowania PGNiG w działalność niewpływającą bezpośrednio na realizację „Strategii” i zwolnienie tym samym majątku na działalność podstawową.

PGNiG

Gaz ziemny w Suwałkach

Jan Snarski

W czerwcu 2015 roku planowane jest zakończenie projektu pod nazwą: „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w m. Suwałki w oparciu o technologię LNG”, realizowanego przy współfinansowaniu ze środków UE z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013. Dofinansowanie otrzymuje Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., ale właściwymi beneficjentami projektu są mieszkańcy i przedsiębiorcy Suwałk.



Stacja regazyfikacji LNG.

Głównymi elementami inwestycji finansowanej ze środków UE są budowa stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG, dwóch stacji redukcyjno-pomiarowych oraz budowa gazociągów i przyłączy do nowych odbiorców. Obecnie w Suwałkach do mieszkańców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej doprowadzany jest gaz propan-butan pochodzący z lokalnej rozprężalni tego paliwa. Realizacja inwestycji umożliwi zastąpienie propanu-butanu paliwem bardziej ekonomicznym, jakim jest gaz ziemny, dlatego projekt zakłada zamianę gazu w istniejącej sieci wraz z adaptacją urządzeń, z których korzystają odbiorcy, do parametrów nowego nośnika energii. Adaptacja urządzeń będzie przeprowadzona nieodpłatnie przed zamianą gazu w sieci.

Zbudowane w ramach projektu nowe sieci gazowe na terenie miasta uwzględniają obecne potrzeby odbiorców oraz przewidują możliwości dalszej gazyfikacji Suwałk. Zaobserwowano zainteresowanie władz samorządu gazyfikacją większych miejscowości z terenu gminy Suwałki. Wzrasta stopniowo zainteresowanie potencjalnych odbiorców nowym nośnikiem energii, jakim jest gaz ziemny. Spółka na bieżąco przyjmuje wnioski

o wydanie warunków przyłączenia oraz podpisuje kolejne umowy o przyłączenie. Postęp rzeczowy inwestycji jest niezwykle istotny, ponieważ decyduje o uzyskaniu dotacji, a następnie jej utrzymaniu. Dotychczas w ramach projektu osiągnięto tzw. wskaźnik produktu (zakładana długość wybudowanych gazociągów), stopniowo realizowany jest również wskaźnik rezultatu (liczba klientów podłączonych do nowo wybudowanej sieci gazowej).

Łączne nakłady inwestycyjne na realizację projektu wyniosły 14,5 mln złotych (netto), a uzyskana dotacja przekracza 6 mln złotych. Zaawansowanie finansowe na początek 2015 roku wynosiło prawie 90% poniesionych wydatków.

Przez cały okres realizowania projektu rozpowszechniane są informacje o inwestycji oraz rozdawane materiały promocyjne. Kolportowane są ulotki informujące o projekcie oraz o możliwości przyłączenia i korzystania z gazu ziemnego. Projekt promowany jest również w mediach lokalnych, a także przy wsparciu władz samorządowych, w tym prezydenta miasta. Dodatkowo, w wybranych częściach miasta ustawiono tablice z informacjami o projekcie. Warto podkreślić znacze-

nie konferencji zorganizowanej w Suwałkach wspólnie z Państwową Strażą Pożarną. Jej celem było omówienie zagadnień związanych z bezpieczeństwem eksploatacji urządzeń stacji regazyfikacji LNG. Wszystkie niezbędne informacje można także pobrać ze strony internetowej spółki. Działania promocyjne mają na celu przede wszystkim podkreślenie pozytywnych aspektów płynących z zaangażowania środków unijnych w lokalny rozwój. Równocześnie pozwalają na informowanie lokalnej społeczności o korzyściach płynących z przyłączenia do gazu ziemnego, a tym samym wpływają na liczbę przyłączonych odbiorców.

W związku z zaawansowaniem inwestycji, już w wrześniu 2014 roku możliwe było pierwsze napełnienie stacji regazyfikacji skroplonym gazem ziemnym LNG. W okresie zimowym 2014/2015 stacja pracuje w normalnym trybie, dostarczając gaz do odbiorców przyłączonych do już zrealizowanej sieci gazowej. Obecnie w Suwałkach dystrybuowane są więc dwa rodzaje gazu – dotychczasowy, cięższy od powietrza propan-butan rozprężony oraz gaz ziemny powstały wskutek regazyfikacji skroplonego LNG. W związku z tym do czasu ostatecznej zamiany paliwa na gaz ziemny eksploatowane będą równolegle rozprężalnica gazu propan-butan oraz nowa stacja regazyfikacji LNG. Czynności zamiany gazu zaplanowane zostały na drugi kwartał 2015 roku.

Jak przy każdym tak obszernym przedsięwzięciu – nie obyło się bez trudności. Podstawowe z nich to nieregulowane sprawy własności nieruchomości, na których planowano budowę sieci gazowej, duża liczba niezbędnych do uzyskania pozwoleń na budowę i uzgodnień, konieczność aktualizacji map do projektowania, potrzeba synchronizacji robót z inwestycjami miejskimi, problemy z gwarantami dróg i olbrzymie oczekiwania zabezpieczeń finansowych, niekorzystny odbiór społeczny prac wykonywanych w obszarze nowych chodników – wszystko to wpływało na tempo realizowanych prac. Niemniej jednak należy podkreślić, że projekt realizowany jest zgodnie z przyjętym w umowie o dofinansowanie harmonogramem.

Dostęp do gazu ziemnego w Suwałkach to niewątpliwa korzyść dla miasta. Relatywnie tańszy nośnik energii wpłynie na poprawę atrakcyjności gospodarczej miasta oraz poprawę stanu środowiska. Bezpośrednie korzyści dla samorządu i lokalnej społeczności to możliwość rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, rozwój przedsiębiorczości czy przyrost liczby miejsc pracy. Pośrednie korzyści można wskazać również w sferze organizacyjnej. Realizacja projektu wykazała bowiem potrzebę zacieśnienia współpracy pomiędzy gestorami urządzeń podziemnych oraz usprawnienia dostępu do aktualnych zasobów geodezyjno-kartograficznych Urzędu Miasta Suwałki. Specyfika specjalistycznej infrastruktury, budowanej w ramach projektu, przyczynia się również do poszerzenia zakresu działalności służb ratowniczych.

Wręcz ze zmianami organizacyjnymi w spółce zachodziły również zmiany osobowe w obszarze realizowanego projektu. W rzeczywistości przedsięwzięcia



Zespół zaporowo-upustowy na wyjściu ze stacji LNG.

zaangażowanych jest wiele osób. Część z nich pracuje w sposób stały, a część zapraszana jest okresowo – zgodnie z potrzebami. Wszyscy z wielką starannością wykonują powierzone im zadania. Dzięki dużemu zaangażowaniu pracowników oraz wykonawców zbliżamy się do osiągnięcia wspólnie założonego, wieloletniego celu. Wszystkim osobom podejmującym odważne decyzje i biorącym udział w realizacji inwestycji serdecznie dziękuję, gratuluję i życzę, aby włożona praca była źródłem satysfakcji, a szacunek dla drugiego człowieka przyświecał na każdym etapie mijającej drogi. Ogarniam życzliwą pamięcią także osoby, które pracowały przy projekcie, a wskutek zachodzących zmian w organizacji przyjęły na siebie inne obowiązki. Mając świadomość, iż realizowane przez nas przedsięwzięcie powoduje utrudnie-



Tablica informacyjna projektu UE.

nia dla użytkowników dróg, mieszkańców i gości miasta oraz gminy Suwałki, chcę przeprosić za wynikłe ograniczenia, a także prosić o cierpliwość i wyrozumiałość.

Zakończę słowami premiera Tadeusza Mazowieckiego. – *Miałem w sobie silne przekonanie, że się uda.*

Autor jest kierownikiem Rejonu Dystrybucji Gazu w Suwałkach, a jednocześnie kierownikiem projektu z dofinansowaniem UE pn. „Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w mieście Suwałki w oparciu o technologię LNG”.

Protokół komunikacyjny **SMART-GAS**

Grzegorz Jasiński

Trudno przecenić rolę komunikacji w codziennym życiu każdego człowieka, dlatego przez wieki ludzie wymyślali coraz nowsze metody komunikacji, umawiając się co do znaczenia użytych znaków. Nie inaczej jest w świecie wszechobecnych urządzeń wzajemnie się komunikujących. Ta wzajemna komunikacja (często niewidoczna dla użytkownika) jest możliwa wyłącznie dzięki ustaleniu precyzyjnych zasad wymiany informacji. Ten zbiór zasad to właśnie protokół komunikacyjny.

W naszej branży stosujemy wiele różnych protokołów komunikacyjnych. Oprócz powszechnie znanych, bez których praca każdego komputera w internecie czy intranecie byłaby niemożliwa, wykorzystywane są protokoły do komunikacji ze specjalistycznymi urządzeniami zainstalowanymi w różnych miejscach sieci gazowej. Najbardziej powszechny i znany w branży gazowniczej protokół komunikacyjny to GAZ-MODEM. Pierwsze prace nad tym protokołem sięgają początku lat 90. ubiegłego wieku. W efekcie tych prac, w czerwcu 1995 roku, powstała pierwsza norma (ZN-G-4007) opisująca ten standard komunikacyjny. Był to efekt wzajemnej współpracy ówczesnych gazowników, producentów urządzeń elektronicznych i informatyków. Z trzecią wersją tego protokołu możemy zapoznać się w projekcie Standardu Technicznego ST-IGG-0204 *Urządzenia elektroniczne – wymagania i sprawdzenia*.

Specyfika transmisji danych z wykorzystaniem protokołu GAZ-MODEM przy wykorzystaniu technologii GPRS oraz potrzeba pozyskiwania relatywnie niewielkich ilości informacji z pojedynczego punktu wyjścia z częstotliwością najwyższej 1 raz na dobę spowodowały, że około połowy ubiegłej dekady zaczęły pojawiać się pierwsze rejestratory impulsów, wykorzystujące krótkie wiadomości tekstowe (SMS). Wówczas nie było popularnych w Polsce protokołów komunikacyjnych, wykorzystujących tę technologię transmisji, więc czołowi producenci elektroniki dla polskiego gazownictwa opracowali własne standardy, które zaimplementowano do

systemów informatycznych ówczesnych spółek gazownictwa. Obecnie w całej PSG sp. z o.o. działa ponad 40 tys. różnych rejestratorów impulsów przesyłających co najmniej 1 raz na dobę wiadomości SMS z informacjami pomiarowymi.

Widząc, jak duże znaczenie ma obecnie informacja pomiarowa, jak wiele różnych rozwiązań istnieje w poszczególnych oddziałach PSG sp. z o.o., a także mając na uwadze perspektywę rozwoju rozliczeń przedpłatowych i korzyści płynące z zastosowania gazomierzy z zaworem zdalnie sterowanym, na początku 2014 r. PSG sp. z o.o. podjęła inicjatywę opracowania jednego, otwartego protokołu komunikacyjnego wykorzystującego wiadomości SMS. W siedzibie Izby Gospodarczej Gazownictwa 3.02.2014 r. odbyło się spotkanie omawiające tę inicjatywę, w którym udział wzięli m.in. Andrzej Dębogórski, członek zarządu ds. technicznych – PSG sp. z o.o., Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, oraz Dariusz Dzirba, dyrektor departamentu badań i rozwoju – PGNiG SA. Było to pierwsze spotkanie, na którym podjęto kierunkowe decyzje dotyczące opracowania standardu komunikacyjnego i które zapoczątkowało prace nad protokołem SMART-GAS. Jak wiemy, finałem tych prac jest opracowany z końcem 2014 r. Standard Techniczny ST-IGG-0201:2014 *Protokół komunikacyjny SMART-GAS*.

Pierwszym, podstawowym założeniem było opracowanie protokołu, który będzie posiadał wszystkie dobre cechy i funkcjonalności obecnie wykorzystywanych protokołów komunikacyjnych przy użyciu techniki transmisyjnej SMS. Podczas prac nad protokołem uznano, że powinien on znaleźć zastosowanie również w innych technikach transmisyjnych (np. GPRS, radio), jednak ze względu na ramy czasowe pierwsza wersja przygotowywanego standardu skupia się wokół techniki SMS. Prace nad standardem powinny być kontynuowane, aby w przyszłości możliwe było wykorzystanie protokołu SMART-GAS w innych technikach transmisyjnych.

15.12.2014 r. odbyła się konferencja uzgodnieniowa, podczas której przyjęto nazwę dla opracowanego protokołu. Wśród propozycji znalazły się m.in. takie nazwy jak GAZ-REJ, GAZ-DATA, GAZ-NOTE, GAZ-PRO – w sumie 14 propozycji. Ostatecznie największą przychylność uczestników konferencji uzgodnieniowej uzyskała nazwa SMART-GAS. Zwieńczeniem prac była uchwała prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa

nr 01/2015 z 08.01.2015 r., ustanawiająca Standard Techniczny ST-IGG-0201:2014 *Protokół komunikacyjny SMART-GAS*.

Podobnie jak w połowie lat 90. ubiegłego wieku podczas prac nad protokołem komunikacyjnym GAZ-MODEM, tak i w 2014 r. podczas prac nad protokołem komunikacyjnym SMART-GAS kluczowym elementem była wzajemna współpraca gazowników i producentów urządzeń elektronicznych, przy czym ci drudzy musieli dodatkowo wykazać się umiejętnościami wzniesienia się ponad podziałami wynikającymi z codziennego konkurowania na rynku. Szczególne podziękowania należą się specjalistom z firm AIUT Sp. z o.o., COMMON S.A. oraz PLUM Sp. z o.o.

PSG sp. z o.o. w możliwie najkrótszym czasie zamierza zacząć korzystać ze standardu ST-IGG-0201:2014. Aby dać czas producentom na przygotowanie urządzeń do współpracy w standardzie SMART-GAS zakłada się, że pierwsze postępowania przetargowe na rejestratory impulsów do współpracy z gazomierzami miechowymi czy na gazomierze inteligentne z funkcją transmisji danych (w tym windykacyjne i przedpłatowe) zostaną uruchomione nie wcześniej niż w trzecim kwartale br. Ponadto, zakłada się również, że wszystkie gazomierze miechowe przeznaczone do instalacji w punktach

wyjścia zakwalifikowanych do czwartej grupy taryfowej i wyższych grup (w praktyce gazomierze G10 i większe) będą w nieodległej przyszłości zakupywane przez PSG sp. z o.o. wyłącznie w wersji z funkcją transmisji danych w protokole SMART-GAS.

Od początku powstania skonsolidowanej PSG sp. z o.o. prowadzone są działania standaryzacyjne zarówno w obszarze organizacyjnym, jak i technicznym. Opracowanie jednego, otwartego standardu komunikacyjnego dla rejestratorów gazomierzowych oraz gazomierzy inteligentnych (w tym windykacyjnych i przedpłatowych) umożliwi PSG sp. z o.o. wdrażanie wystandaryzowanych rozwiązań technicznych, przy jednoczesnym utrzymaniu pełnej transparentności i konkurencyjności na rynku. Prace nad rozwojem protokołu komunikacyjnego SMART-GAS powinny być kontynuowane, tak aby w przyszłości móc wykorzystać ten standard komunikacyjny w innych technikach transmisyjnych. Wszyscy pracownicy PSG sp. z o.o., którzy zainicjowali powstanie tego standardu, „trzymają kciuki” za wyniesienie go do poziomu normy krajowej, a może nawet europejskiej.

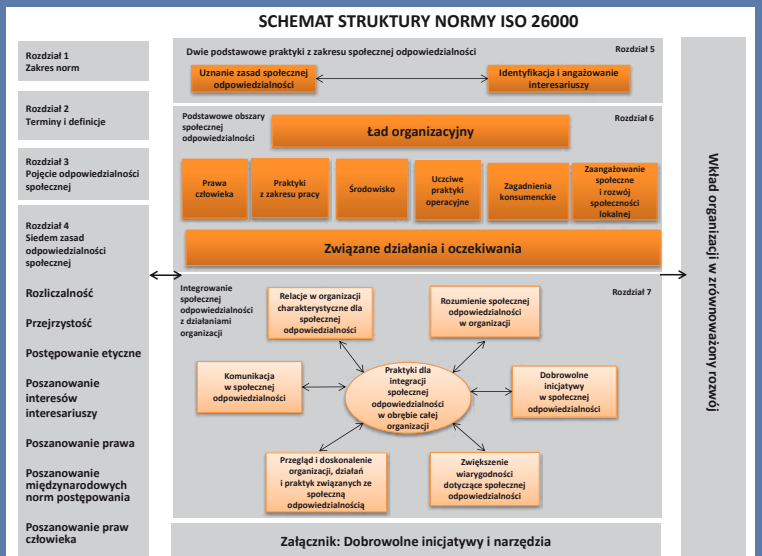
Autor jest kierownikiem Biura Zarządzania Pomiarami.

Polska Spółka Gazownictwa uznała normę ISO 26000 za dokument odniesienia w zarządzaniu społeczną odpowiedzialnością w firmie.

– Dążymy do bycia organizacją społecznie odpowiedzialną w rozumieniu normy PN-ISO 26000, dlatego na przełomie lutego i marca br. dokonaliśmy przeglądu swojego podejścia zarządczego w odniesieniu do oczekiwań i zaleceń normy. Zidentyfikowani zostali interesariusze spółki, określiliśmy skalę zaangażowania wzajemnych relacji oraz uznaliśmy kluczowe obszary odpowiedzialności, istotne z punktu widzenia prowadzonej działalności – powiedział **Sylwester Bogacki, prezes spółki**.

PSG dokonała także oceny swoich działań poprzez pryzmat zaleceń i oczekiwań zdefiniowanych dla poszczególnych obszarów i aspektów społecznej odpowiedzialności, określonych normą PN-ISO 26000. Zgodnie z podejściem zakładającym ciągłe doskonalenie, przyjęto plan działań naprawczych i korygujących, którego realizacja będzie monitorowana.

ISO 26000 jest normą wypracowaną w wyniku wieloletniego międzynarodowego procesu, angażującego przedstawicieli wszystkich grup interesariuszy. Polska wersja normy została opublikowana 5 listopada 2012 r., a jej polskim właścicielem jest Polski Komitet Normalizacyjny. Celem wypracowania międzynarodowej normy ISO 26000 było ułatwienie organizacjom wdrażania zasad społecznej odpowiedzialności, między innymi poprzez określenie wspólnego rozumienia społecznej odpowiedzialności oraz jasnych wytycznych dotyczących integrowania odpowiedzialności społecznej z działaniami organizacji.



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

Innowacyjny system zarządzania inwestycjami

Roland Kośka, Tomasz Bilski, Adam Jankowski

Rok 2015 to dla GAZ–SYSTEM S.A. okres wyjątkowy z uwagi na zakończenie dużych projektów inwestycyjnych, które w historii polskiego gazownictwa na taką skalę nie były jeszcze realizowane. Rok istotny także ze względu na uruchomienie kolejnego programu inwestycyjnego, zakładającego budowę w latach 2015–2023 ok. 2000 kilometrów nowych gazociągów w ramach korytarza północ–południe.

Okres ostatnich sześciu lat uświadomił spółce, że nie tylko wyzwania rynku i oczekiwania właściciela są niezbędne do realizacji największych inwestycji gazowych w Polsce. Kluczowe są również odpowiednie narzędzia, wiedza, skuteczne prawo oraz nowoczesne zarządzanie. GAZ–SYSTEM S.A. dąży do zoptymalizowania działań inwestycyjnych poprzez identyfikację ryzyka, analizę własnych doświadczeń i praktyk, a także wdrażanie innowacyjnych rozwiązań realizacyjnych.

Autorskim pomysłem GAZ–SYSTEM S.A. są dostawy inwestorskie (rur i armatury) dla projektów strategicznych, za które odpowiedzialność przejął sam inwestor. Takie podejście przyczyniło się do zminimalizowania ryzyka, przy jednoczesnym obniżeniu kosztów zakupu rur i armatury. Spółka określiła parametry jakościowe dotyczące rur i armatury, następnie przeprowadziła postępowanie przetargowe i podpisała umowy ramowe z kilkoma dostawcami w Polsce i Europie, którzy zagwarantowali gotowość dostarczenia odpowiedniej ilości rur i armatury we wskazane przez zamawiającego miejsca. Do zapewnienia wymaganej jakości dostaw inwestorskich została zaangażowana zewnętrzna firma, która monitoruje proces produkcyjny w fabrykach oraz logistykę i sposób magazynowania zakupionych materiałów. Podpisanie kilku wieloletnich umów ramowych spowodowało, że została zagwarantowana gotowość produkcyjna, a dostawcy konkurują ceną przy realizacji tzw. zamówień cząstkowych na wybrane odcinki gazociągów.

Największym wyzwaniem było zwiększenie portfela projektów z ok. 50 inwestycji w roku 2006 do 700 inwestycji w roku 2010. Taki wzrost spowodował, że niezbędne stało się zastosowanie w spółce jednolitego narzędzia do zarządzania i monitorowania złożonymi projektami, a takie są te związane z budową infrastruktury przesyłowej gazu. W 2009 roku podjęto decyzję o wyborze metodyki zarządzania projektami na podstawie standardu PMI (*Project Management Institute*). Dostawcą know-how została firma TENSTEP, która pomogła opracować metodykę dedykowaną do wymagań i specyfiki GAZ–SYSTEM S.A. Utworzono zespoły projektowe kierowane przez certyfikowanych kierowników projektów. Nowa jakość zarządzania pozwoliła

na profesjonalne zaplanowanie ok. 40 projektów strategicznych, opracowanie złożonych harmonogramów oraz proaktywne zarządzanie ryzykiem.

Obecnie spółka GAZ–SYSTEM S.A. jest największym w Polsce inwestorem w branży i – co za tym idzie – wyznacza kierunki oraz edukuje rynek dostawców, producentów rur i armatury czy wykonawców robót budowlano-montażowych. To właśnie na styku relacji inwestor–kontrahent dochodzi do największej liczby nieporozumień, których podłożem jest – z jednej strony – nieprecyzyjne przekazanie swoich oczekiwań jakościowych, a z drugiej – zapewnienie tych parametrów, z uwzględnieniem specyfiki procesu zakupowego ograniczonego ustawą zamówień publicznych.

Historia pokazała, że tak jak w przypadku inwestycji w drogownictwie – również w projektach budowy gazociągów przesyłowych wiele firm złożyło oferty z minimalną marżą i w sytuacji, gdy zmieniły się ceny materiałów lub walut, firmy te traciły płynność finansową. W celu wyeliminowania tego rodzaju ryzyka podjęto inicjatywę, aby przy wyborze ofert cena nie była głównym kryterium oceny, a znaczenie miały także: zastosowana technologia, zaplecze techniczne, kondycja finansowa podmiotu i doświadczenie personelu. Skutecznym narzędziem okazało się również wprowadzenie dwuetapowych postępowań przetargowych, polegających na tym, że w pierwszym etapie ocenie podlegają kryteria związane z doświadczeniem oferenta przy realizacji podobnych projektów, posiadaniem odpowiednich certyfikatów, zatrudnieniem niezbędnego personelu, dostępności maszyn i urządzeń. Firmy, które pomyślnie przejdą ocenę w pierwszym etapie, mogą złożyć docelową ofertę zawierającą propozycję ceny wykonania kontraktu. Taki model oceny kontrahentów pozwala na wczesnym etapie zminimalizować ryzyko podpisania umowy z firmą, która – potencjalnie – może nie dotrzymać warunków kontraktu.

Dobrym rozwiązaniem stało się także powołanie w centrali spółki jednego zespołu ds. zarządzania postępowaniami przetargowymi, który przejął od oddziałów obowiązki i odpowiedzialność za największe i najbardziej złożone postępowania przetargowe.

Istotnym impulsem do wprowadzenia usprawnień w procesie zarządzania projektami, zwłaszcza podniesienia jakości realizacji robót budowlano-montażowych, były audyty niektórych projektów na placu budowy. Wyniki przeglądu wybranych inwestycji spowodowały, że podjęto kroki polegające na podniesieniu jakości prowadzenia robót, zwłaszcza w obszarze Planu Zapewnienia Jakości, wykonania przewiertów HDD, prac w sąsiedztwie innych elementów infrastruktury czy przepisów BHP. Obecnie zostaje wyodrębniony zespół, którego celem będzie dodatkowa kontrola i nadzór nad realizowanymi pracami na budowach.

Oprócz usprawnień podjętych na styku GAZ–SYSTEM S.A. z rynkiem wprowadzono także zmiany wewnątrz organizacji w zakresie zarządzania, komunikacji i monitoringu. Główna zmiana polega na powołaniu i wydzieleniu jednostek organizacyjnych (zespołów) w oddziałach bezpośrednio podległych centrali. Powołane zespoły zarządzają tylko projektami strategicznymi i mają jeden ośrodek decyzyjny, co bardzo dobrze sprawdza się w procesie monitoringu prac czy zarządzania problemami krytycznymi.

Analizując pierwszy program inwestycyjny w GAZ–SYSTEM S.A. i biorąc pod uwagę pozytywne i negatywne doświadczenia, spółka poczyniła działania, aby kolejne inwestycje przebiegały płynniej, z większą starannością oraz z zapewnieniem wszelkich standardów jakościowych i bezpieczeństwa. Przeanalizowano wszystkie inwestycje kluczowe, zidentyfikowano ryzyko inwestycji oraz błędy i wady projektowe. Zweryfikowano procedury dotyczące obszaru inwestycji, a cały proces inwestycji w spółce GAZ–SYSTEM S.A. podzielono na obszary problematyczne, które należało wzmocnić i usprawnić. Obszary projektowania, wykonawstwa, nadzoru, odbioru dokumentacji i przygotowania inwestycji (w tym dostawy inwestorskie) zmodyfikowano, zwiększając o nowe zasoby, dodatkowe wymagania lub indywidualne rozwiązania. W obszarze projektowania wprowadzono nowe zapisy do SIWZ i OPZ, zmodyfikowano procedury eksploatacyjne oraz wprowadzono nowy zakres wymagań projektowych w obszarze danych przestrzennych. Widząc duży rozwój obszaru GIS (*Geographic Information System* – System Informacji Geograficznej) w ostatnich latach oraz jego wagę w procesie realizacji projektu, Pion Inwestycji GAZ–SYSTEM S.A. stworzył proces kompletowania danych przestrzennych GIS przez projektanta w odpowiedniej strukturze bazy danych i o wyznaczonym zakresie. Nowe wymagania stawiane biuram projektowym uzupełnią informacje o inwestycjach spółki, tworząc bazę danych wykorzystywanych nie tylko w fazie projektowej (np. przy opiniowaniu rozwiązań technicznych), ale również realizacyjnej i eksploatacyjnej. Funkcjonalność danych przestrzennych dla powodzenia i sukcesu zadania zostały potwierdzone projektem pn. „Pilotażowy projekt bazy danych GIS wspomagających zarządzanie inwestycją – GEOBAZA”. Właśnie w trakcie projektu, oprócz czysto projektowych przydatności, potwierdzono skuteczność funkcjonalną danych na etapie wykonywania inwestycji, jej nadzoru i kontroli (m.in. z użyciem statków bezzałogowych – dronów). Po zakończeniu

inwestycji dane te zasilą bazę Pionu Eksploatacji, zapewniając sprawdzoną wiedzę o wszystkich eksploatowanych elementach sieci gazowej.

Jednocześnie duże zmiany zaszły w obszarze odbioru dokumentacji, gdzie wprowadzono nowe etapy odbioru i zaangażowano zewnętrzne źródła opiniowania – ekspertów z takich dziedzin, jak geotechnika, HDD, konstrukcja, środowisko itp. Będą oni analizowali rozwiązania techniczne, co zmotywuje projektanta do rzetelnego przygotowania całego projektu wraz z dokładniejszą analizą obszarów newralgicznych inwestycji. Właśnie identyfikacja przez projektanta i zamawiającego obszarów o większym ryzyku realizacji (skrzyżowania z infrastrukturą, trudności geologiczne itp.) jest nowym podejściem, wynikającym z doświadczeń spółki w trakcie realizacji wszystkich inwestycji. Zmiana w podejściu realizacyjnym dla obszarów wykonawstwa i nadzoru to przede wszystkim powołanie nowej komórki organizacyjnej – Działu Zapewnienia Jakości, podległej Pionowi Inwestycji, która ma się zajmować prawidłowym wykonywaniem projektów, ich kontrolą m.in. poprzez audyty. Komórka składać się będzie z pracowników o dużym doświadczeniu w realizacji projektów gazowych, z uprawnieniami budowlanymi, instalacyjnymi itp. Kadra specjalistyczna, biorąca udział w odbiorach dokumentacji i monitoringu prowadzonych prac, będzie stanowić wsparcie dla kierowników projektu GAZ–SYSTEM S.A.

Dodatkowo, dla nowych wykonawców usług projektowych i robót budowlanych spółka wprowadziła standard działań komunikacyjnych w ramach każdego projektu. Wdrażane są szczegółowe wytyczne w zakresie komunikacji ze społecznościami lokalnymi na etapie projektowania inwestycji.

Wszystkie doświadczenia GAZ–SYSTEM S.A., zebrane w trakcie realizacji programu inwestycyjnego w latach 2009–2015, są podstawą do modyfikacji procesu inwestycyjnego dla nowych inwestycji, zaplanowanych do przeprowadzenia do 2023 roku. Obecnie spółka wdraża program inwestycyjny, który przewiduje powstanie około 2000 km gazociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski. GAZ–SYSTEM S.A. planuje również budowę kolejnych nowych połączeń gazowych z krajami Unii Europejskiej.

Autorzy są pracownikami GAZ–SYSTEM S.A. Roland Kośka pełni funkcję zastępcy dyrektora, Tomasz Bilski jest starszym specjalistą, a Adam Jankowski jest koordynatorem w Pionie Inwestycji.



**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

dokończenie ze str. 7

syłowym w ramach gazowego korytarza północ-południe. W ramach tych działań zostanie rozbudowany system przesyłowy w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski. Komisja Europejska zakwalifikowała te inwestycje jako projekty o znaczeniu wspólnoto-

wym (PCI – *Project of Common Interest*).

GAZ-SYSTEM S.A. od 1 listopada 2012 roku realizuje usługę transportu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy. Obecnie usługa ta jest realizowana na zasadach przerywanych, co oznacza, że może być przerwana lub

ograniczona ze względu na niekorzystne warunki rozptyłu gazu w sieciach polskiej lub ukraińskiej. Maksymalna techniczna możliwość przesyłu gazu przez punkt Hermanowice w kierunku Ukrainy, przy sprzyjających technicznie warunkach rozptyłu gazu w systemach obydwu krajów, wynosi obecnie do 1,5 mld m sześć. rocznie.

Konkluzje Rady Europejskiej w sprawie unii energetycznej

Poparcie dla budowy unii energetycznej oraz przegląd wspólnotowej polityki sąsiedztwa to główne tematy omawiane podczas szczytu Rady Europejskiej, która zakończyła się 20 marca br. Polskę w Brukseli reprezentowała premier Ewa Kopacz. 19 marca br., podczas pierwszego dnia szczytu Rady Europejskiej, rozmawiano przede wszystkim o unii energetycznej.

W dokumencie końcowym zapisano:

1. UE jest zdecydowana zbudować unię energetyczną opartą na przyszłościowej polityce klimatycznej na podstawie przygotowanej przez KE ramowej strategii, która obejmuje pięć ściśle ze sobą powiązanych i wzajemnie się wzmacniających wymiarów (są to: bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie; w pełni zintegrowany europejski rynek energii; efektywność energetyczna, przyczyniająca się do ograniczenia popytu; dekarbonizacja gospodarki oraz badania naukowe, innowacje i konkurencyjność). Instytucje UE i państwa członkowskie będą dalej prowadzić prace, a Rada – przed grudniem – przedstawi stosowne sprawozdanie. Rada Europejska będzie w dalszym ciągu udzielać wskazówek.
2. Rada Europejska podkreśla, że wszystkie wymiary unii energetycznej są ważne, jednak obecnie skupiła się na niektórych jej aspektach i zaapelowała o:
 - a) przyspieszenie prac nad projektami infrastrukturalnymi w dziedzinie energii elektrycznej i gazu, w tym nad połączeniami międzysystemowymi – zwłaszcza połączeniami z regionami peryferyjnymi – w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i dobrze funkcjonującego wewnętrznego rynku energii;
 - b) pełne wdrożenie i ściśle egzekwowanie istniejącego prawodawstwa w dziedzinie energii;
 - c) wzmocnienie ram prawodawczych dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu; bezpieczeństwo energetyczne można również wzmocnić poprzez niezawodne sieci energetyczne, zwiększoną efektywność energetyczną i korzystanie z lokalnych źródeł energii, a także bezpiecznych i zrównoważonych technologii niskoemisyjnych;
 - d) zapewnienie pełnej zgodności z prawem unijnym wszystkich umów dotyczących kupowania gazu od dostawców zewnętrznych, przede wszystkim poprzez zwiększenie przejrzystości takich umów i zwiększenie ich zgodności z unijnymi postanowieniami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. W przypadku umów handlowych na

dostawy gazu trzeba zagwarantować poufność szczególnie chronionych informacji handlowych;

- e) ocenę możliwości stworzenia mechanizmów dobrowolnego agregowania zapotrzebowania, z pełnym poszanowaniem reguł konkurencji WTO i UE;
 - f) opracowanie wydajniejszej i elastycznej struktury rynku, co powinno iść w parze ze ściślejszą współpracą regionalną – także z państwami sąsiadującymi – i pomóc w zintegrowaniu odnawialnych źródeł energii, a jednocześnie zapewnić zgodność interwencji publicznych z rynkiem wewnętrznym oraz poszanowanie prawa państw członkowskich do podejmowania decyzji w sprawie ich własnego koszyka energetycznego. Pomoże to zapewniać gospodarstwu domowemu i przemysłowi energię po przystępnych cenach;
 - g) przeprowadzenie przeglądu i rozwijanie prawodawstwa dotyczącego redukcji emisji, efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii w celu stworzenia fundamentu dla uzgodnionych celów na 2030 r.; stworzenia wiarygodnego i przejrzystego systemu zarządzania;
 - h) opracowanie strategii w zakresie technologii i innowacji klimatyczno-energetycznych, w tym na przykład w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii nowej generacji, magazynowania energii elektrycznej oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, zwiększania efektywności energetycznej w sektorze budownictwa mieszkaniowego oraz zrównoważonego transportu;
 - i) wykorzystanie wszystkich instrumentów polityki wewnętrznej w celu ustanowienia strategicznych partnerstw w zakresie energii z zyskującymi na znaczeniu państwami producentami i państwami tranzytu, przede wszystkim z myślą o promowaniu bezpieczeństwa energetycznego, z jednoczesnym zapewnieniem przestrzegania suwerenności państw członkowskich i ich suwerennych praw do prowadzenia poszukiwań i wykorzystywania swoich zasobów naturalnych.
3. Rada Europejska popiera zdecydowane, skoordynowane działania w ramach aktywnej europejskiej dyplomacji w dziedzinie klimatu przed konferencją COP 21 w Paryżu – zgodnie z ambitnym celem ustalonym przez Radę Europejską w październiku 2014 r., który znalazł odzwierciedlenie we wkładzie przedłożonym niedawno przez UE i jej państwa członkowskie. Wzywa wszystkie strony, które są w stanie to zrobić – także największe gospodarki – by przedłożyły swoje wkłady do końca marca. Konieczne jest również zintensyfikowanie prac nad rozwiązaniami w zakresie finansowania, transferu technologii i budowania zdolności – kwestii kluczowych dla osiągnięcia w Paryżu ambitnego porozumienia.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

i przesyłowych gazu ziemnego, posiadających znaczną liczbę gazomierzy i przeliczników. W „Uzasadnieniu” oraz „Ocenie skutków regulacji” proponowanej zmiany rozporządzenia nie zostało to uwzględnione, a właśnie ci operatorzy najbardziej odczuwają skutki wprowadzenia tej regulacji. W połowie 2014 r. IGG (branża gazownicza) na prośbę GUM przeprowadziła ankietyzację związaną z potrzebą zmiany tych rozporządzeń, a jej wyniki 25 sierpnia 2014 r. przesłała do prezesa GUM, co uwzględniono w niewielkim stopniu. Podczas opiniowania projektu rozporządzenia przez firmy członkowskie zwrócono uwagę, że proponuje się utrzymanie zasady, iż kontroli metrologicznej podlegają gazomierze o maksymalnym strumieniu objętości nie większym niż 6500 m³/h. Związanie zakresu prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych z ich strumieniem objętości pozwala na ujednoczenie zakresu prawnej kontroli metrologicznej przyrządów po ocenie zgodności i przyrządów, których typ został zatwierdzony. Rozumiemy, że parametr maksymalnego strumienia objętości (o wartości nie większej niż 6500 m³/h) przyjęty został na podstawie dotychczasowych doświadczeń administracji miar, które określają społecznie pożądany poziom ochrony interesów w dziedzinach określonych w art. 8 ust. 1 ustawy „Prawo o miarach”. Poziom ten odpowiada parametrowi właściwemu dla przyrządów, których typ został zatwierdzony.

Zdaniem niektórych firm, parametr ten można obniżyć np. do 3500 m³/h. Jednocześnie pozytywnie odnosząc się do przedmiotowego projektu w sprawie rodzajów przyrządów pomiarowych, IGG wniosła o uzupełnienie § 4 o pkt 2) w brzmieniu: „chromatografy procesowe współpracujące z przelicznikami, o których mowa w § 6 ust. 7”. Podsumowując, IGG stwierdziła, że ze względu na konieczność równoległej zmiany powiązanych rozporządzeń MG oraz brak oceny wpływu proponowanych zmian na odbiorców oraz przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją paliw

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w I kwartale 2015 roku przystąpiły następujące firmy:

- **UNIMOT S.A.** z siedzibą w Zawadzkiem przy ul. Świerkłańskiej 2A. Firma zatrudnia 70 osób i prowadzi obrót gazem płynnym (LPG), gazem ziemnym (LNG), biopaliwami oraz olejem napędowym (www.unimot.pl)
- **PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie przy ul. Kasprzaka 25C. Firma zatrudnia powyżej 500 osób i prowadzi handel paliwami gazowymi (www.od.pgnig.pl)
- **HEBO Poznań spółka z ograniczoną odpowiedzialnością** z siedzibą w Poznaniu przy ul. Heweliusza 11/5. Firma zatrudnia 5 osób. Zajmuje się wykonywaniem specjalistycznych badań geotechnicznych gruntu (sondowania sondą statyczną CPT, CPTU oraz badania dylatometryczne DMT i sejsmiczne SDMT) oraz dokumentacji geotechnicznych pod projektowane przemysłowe obiekty liniowe i kubaturowe, m.in. gazociągi i tłocznie gazu (www.hebo-poznan.pl)

gazowych, obecnie nie jest możliwa pełna, rzetelna ocena przedmiotowego problemu.

Kolejny kwartał zapowiada się bardzo pracowicie. Wszystkich zainteresowanych serdecznie zapraszamy na **VIII Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2015**, które odbędą się w Kielcach 22–23 kwietnia 2015 r. Targi EXPO-GAS odgrywają kluczową rolę w rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce, promując najnowsze osiągnięcia techniczno-technologiczne polskich firm produkcyjnych, czego dowodem jest rosnąca z roku na rok liczba wystawców i gości odwiedzających targi. Promują one nowości zarówno w gazownictwie, jak i szeroko pojętej elektroenergetyce i systemach wodno-kanalizacyjnych. Podczas EXPO-GAS 2015 odbędzie się jednodniowa konferencja (w tym roku pod hasłem „**Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu**”), a w jej ramach – panel dyskusyjny z udziałem przedstawicieli instytucji rządowych, wybitnych naukowców i praktyków branży gazowniczej. W drugim dniu targów, tj. 23 kwietnia 2015 r., przewidujemy blok poświęcony prezentacji zainteresowanych firm działających w branży gazowniczej oraz krótką prezentację na temat bieżących i planowanych prac w zakresie standaryzacji technicznej IGG. Targi zakończy uroczysta gala, podczas której najlepsze produkty i najlepsi wystawcy zostaną uhonorowani odznaczeniami i wyróżnieniami komisji konkursowej Izby Gospodarczej Gazownictwa i Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. W trakcie gali wręczane będą też odznaczenia honorowe IGG oraz odznaczenia resortowe dla osób szczególnie zasłużonych dla branży gazowniczej. Absolwenci prowadzonych przy IGG studiów MBA otrzymają dyplomy.

1–5 czerwca 2015 roku w Paryżu odbędzie się **26. Światowy Kongres Gazowniczy**. Tradycyjnie, towarzyszyć mu będzie wystawa gazownicza, w której udział biorą producenci urządzeń gazowniczych i usługodawcy z całego świata. Wychoząc naprzeciw oczekiwaniom firm członkowskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa, wraz z zainteresowanymi firmami członkowskimi IGG, zorganizowała w Paryżu wspólne stoisko branżowe. Osoby zainteresowane udziałem w wystawie towarzyszącej **26. Światowemu Kongresowi Gazownicemu** zapraszamy do uczestnictwa we wspólnym wyjeździe branżowym.

Wspierając inicjatywy branżowe, IGG objęła honorowy patronat nad **III Ogólnopolskim Szczytem Energetycznym GDAŃSK 2015**, który odbędzie się w Gdańsku 13–14 maja 2015 r. pod hasłem „**Energetyka dla gospodarki – gospodarka dla energetyki**” oraz nad **XVIII Konferencją GAZTERM 2015**, która odbędzie się w Międzyzdrojach 11–13 maja 2015 r. pod hasłem „**Otwarty rynek gazu ziemnego – wyzwania i bariery**”. Mając na uwadze tematykę oraz ogólnokrajowy zasięg, jesteśmy przekonani, że obydwie konferencje spotkają się z ogromnym zainteresowaniem nie tylko całej branży gazowniczej, ale również szeroko pojętej branży energetycznej, tworząc efektywną platformę do wymiany poglądów i dyskusji na ważne dla branży tematy. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do uczestnictwa w tych ważnych dla branży gazowniczej wydarzeniach.

Agnieszka Rudzka

Pierwszeństwo dla ciepła systemowego

Adam Frąckowiak, Anis Ben Amer

20 lutego 2014 r. Sejm rozpatrzył poprawki Senatu do projektu nowelizacji ustawy „Prawo budowlane” („nowelizacja”), kończąc tym samym proces legislacyjny nad nowelizacją w parlamencie, która została przekazana Prezydentowi RP do podpisu. Nowelizacją dokonano m.in. uchylecia art. 33 ust. 2 pkt. 6 prawa budowlanego, przewidującego pierwszeństwo przyłączenia do sieci ciepłowniczej w sytuacji wyboru pomiędzy przyłączeniem nowego lub modernizowanego obiektu budowlanego do istniejącej sieci ciepłowniczej albo do indywidualnego źródła ciepła. Niemniej usunięta regulacja prawa budowlanego nadal przewidziana jest w projektowanej ustawie o efektywności energetycznej (projekt z 08.01.2015, wersja 1.21). Warto zatem zastanowić się nad kształtem, który mogłaby ona przyjąć w przyszłości.

Pierwszeństwo, o którym mowa, związane jest z procedurą uzyskiwania pozwoleń na budowę. Zgodnie z art. 33 ust. 2 pkt 6 prawa budowlanego (w wersji sprzed nowelizacji), do wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę obiektu budowlanego, do którego dostarczane ciepło ma pochodzić z indywidualnego źródła ciepła, należy dołączyć:

- a) odmowę wydania warunków przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłem lub dystrybucją ciepła albo
- b) audyt efektywności energetycznej, wskazujący, że dostarczenie ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej zapewni niższą efektywność energetyczną aniżeli z innego indywidualnego źródła ciepła, które może być wykorzystane do dostarczania ciepła do tego obiektu.

Powyższy obowiązek znajduje zastosowanie w określonych okolicznościach. Po pierwsze, dotyczy on przypadku, w którym alternatywą dla sieci ciepłowniczej jest indywidualne źródło ciepła niebędące odnawialnym źródłem energii, źródłem ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródłem ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Po drugie, przewidywana moc szczytowa instalacji i urządzeń do ogrzewania obiektów budowlanych, których wspomniana regulacja dotyczy, wynosić powinna nie mniej niż 50 kW. Po trzecie, wskazany obowiązek dotyczy obiektów budowlanych zlokalizowanych na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z sieci ciepłowniczej, w której nie mniej niż 75% ciepła w skali roku kalendarzowego stanowi ciepło wytwarzane w odnawialnych źródłach energii, ciepło użytkowe w kogeneracji lub ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych. Wreszcie, ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do tej sieci ciepłowniczej, powinny być niższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła. Dopiero po spełnieniu tych przesłanek,

jeżeli inwestor zamierza korzystać z indywidualnego źródła ciepła, do wniosku o udzielenie pozwolenia na budowę należy załączyć wspomniane dokumenty: odmowę warunków przyłączenia bądź audyt efektywności energetycznej. Innymi słowy, przepis art. 33 ust. 2 pkt 6 prawa budowlanego, przy spełnieniu określonych przesłanek, wprowadza obowiązek przyłączenia obiektu budowlanego do sieci ciepłowniczej zamiast do indywidualnego źródła ciepła.

Omawiany przepis prawa budowlanego, jak również praktyka jego stosowania w niektórych środowiskach branżowych wzbudziły pewne kontrowersje. Nie ulega wątpliwości, że ustanawia on pierwszeństwo dla ciepła systemowego. W rezultacie – z jednej strony – daje to preferencję dla dostawców ciepła oraz instalatorów i dostawców urządzeń ciepłowniczych przed przedsiębiorstwami oferującymi inne technologie (np. ogrzewanie gazowe lub elektryczne, w tym pozyskiwane z odnawialnego źródła energii), a z drugiej – ograniczona jest swoboda wyboru technologii grzewczej przez odbiorcę. Jak już wskazano, przepis art. 33 ust. 2 pkt. 6 prawa budowlanego, co prawda, został ostatnio uchylony nowelizacją prawa budowlanego, niemniej jednak usunięcie tego przepisu podyktowane było nie tyle chęcią rezygnacji z pierwszeństwa dla ciepła systemowego, co zamiarem uproszczenia procedury uzyskiwania pozwolenia na budowę. Co więcej, przepis ten nadal przewidziany jest w projekcie nowej ustawy o efektywności energetycznej. W konsekwencji warto rozważyć, jaki kształt mogłaby przyjąć omawiana regulacja w przyszłości.

Przede wszystkim należy zauważyć, że przepisy dyrektywy 2012/27 o efektywności energetycznej („dyrektywa”), której implementację stanowić będzie projektowana ustawa o efektywności energetycznej, w odniesieniu do potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia przewidują „zachęcanie, by strefy zabudowy mieszkaniowej i zakłady przemysłowe zużywające ciepło w procesach produkcyjnych przyłączały się do lokalnej sieci ciepłowniczej lub chłodniczej” (załącznik VIII, pkt 1 lit. g ppkt vi). Wspomniana dyrektywa, odmiennie niż czyni to komentowany przepis prawa budowlanego, nie wprowadza zatem obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej w określonych okolicznościach, a jedynie zachęca do tego typu działań. Niezależnie od tego, choć głównym celem dyrektywy jest promowanie efektywności energetycznej, to wyraźnie mowa w niej także o analizie kosztów i korzyści. Ustawodawca europejski uwzględni zatem również aspekt kosztowy poprawy efektywności energetycznej.

Tymczasem omawiana regulacja prawa budowlanego abstrahuje od realnych, końcowych kosztów pozyskania ciepła przez odbiorcę końcowego, bowiem nie uwzględnia relacji kosztów

pozyskania ciepła z sieci do kosztów jego wytworzenia w źródle indywidualnym, wskazując jedynie, że ceny ciepła, stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do tej sieci ciepłowniczej, powinny być niższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła. Nie można zatem z góry założyć, że efektywność energetyczna, o której mowa w komentowanym przepisie, zawsze będzie iść w parze z efektywnością ekonomiczną. Może się bowiem okazać, iż określone źródło indywidualne, choć teoretycznie mniej efektywne niż źródło ciepła systemowego, będzie pozwalało uzyskać tańszą energię cieplną niż za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Mogłoby to dotyczyć lokalnych źródeł ciepła, wspomaganych energią odnawialną (np. pomp ciepła). Można, co prawda, argumentować, że cel, jakim jest efektywność energetyczna, jest celem nadrzędnym nad efektywnością ekonomiczną. Innymi słowy, nawet w obliczu wyższych kosztów dla odbiorcy, związanych z funkcjonowaniem danego źródła, powinno się je preferować, ponieważ jest ono bardziej efektywne energetycznie. Powyższe stanowisko może jednak budzić wątpliwości na gruncie zasady równego traktowania podmiotów obrotu gospodarczego. Może bowiem dojść do sytuacji, w której odbiorca zobowiązany do przyłączenia się do sieci ciepłowniczej znalazłby się w pozycji mniej korzystnej niż odbiorca, którego obowiązek ten nie dotyczy i to np. tylko ze względu na lokalizację, która akurat uniemożliwia przyłączenie się do sieci ciepłowniczej. Biorąc pod uwagę, że obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej (zgodnie z projektem nowej ustawy o efektywności energetycznej) będzie dotyczył w dużej mierze przedsiębiorców, omawiana regulacja może dla nich oznaczać wyższe koszty prowadzenia działalności i mniejszą konkurencyjność w odniesieniu do przedsiębiorców nieobjętych tym obowiązkiem. Analogicznie mogłoby być także w przypadku wspólnot czy spółdzielni mieszkaniowych (członkowie jednej spółdzielni czy wspólnoty mogliby być hipotetycznie w gorszej sytuacji również tylko z tego powodu, że akurat w ich przypadku istnieją techniczne możliwości przyłączenia do sieci ciepłowniczej).

Niezależnie od powyższego, w związku z omawianą regulacją można mieć także pewne wątpliwości natury konstytucyjnej. Jak bowiem wskazano, może ona niekiedy prowadzić do dyskryminacji jednych przedsiębiorców względem innych i stwarzać im zróżnicowane warunki konkurencji. Tymczasem, jak się podkreśla, wyrażona w art. 22 konstytucji zasada swobody działalności gospodarczej oznacza zakaz arbitralnej dyskryminacji przedsiębiorców. Takie rozumienie pojęcia zasady wolności gospodarczej jest przyjmowane również w orzecznictwie Trybunału Konstytucyjnego, który zwraca uwagę na aspekt swobody konkurencji z innymi podmiotami jako na element wolności działalności gospodarczej (wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 26.03.2007 r., K 29/06). Zgodnie z art. 22 konstytucji, ograniczenie swobody działalności gospodarczej jest, oczywiście, dopuszczalne w drodze ustawy i ze względu na ważny interes publiczny. W doktrynie można jednak znaleźć głosy, iż państwo nie może ograniczyć się do dbałości tylko o jedne kategorie podmiotów, bez dbałości o interesy innych podmiotów, a zadaniem ustawodawcy jest wyważenie wszystkich wchodzących w grę interesów (Banaszak B., *Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej. Komentarz*,

art. 22, Wyd. 2, Warszawa 2012). W powyższym kontekście można mieć wątpliwości, czy przy projektowaniu nowej regulacji (odpowiadającej ostatnio uchylonej), ustawodawca w pełni wziął pod uwagę interesy odbiorców ciepła.

Pomimo powyższych zastrzeżeń całkowite uchylenie omawianego przepisu prawa budowlanego budzi wątpliwości. Nie można bowiem abstrahować od przepisów dyrektywy, które jednak przewidują działania na rzecz promowania efektywne-ego energetycznie i ekologicznego ciepła systemowego. W tym kontekście można się spodziewać, iż projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej ulegnie wkrótce zmianie. Warto zatem zastanowić się nad nadaniem omawianej regulacji bardziej elastycznego kształtu, a więc, czy odbiorcy nie powinni być uprawnieni do dokonania wyboru, jaki sposób dostarczania ciepła do ich obiektu jest dla nich najbardziej korzystny. Jakkolwiek w wielu przypadkach przyłączenie do sieci ciepłowniczej będzie jednocześnie najtańszą opcją, to mogą występować sytuacje, gdy odbiorca, z różnych względów, najczęściej ekonomicznych, będzie wolał przyłączyć się do indywidualnego źródła ciepła. Nie można bowiem pominąć nadrzędnego celu przyświecającego omawianej regulacji oraz dyrektywie, jaką jest efektywność energetyczna. Jednocześnie warto przypomnieć, iż dyrektywa jedynie „zachęca” do przyłączania do sieci ciepłowniczej. W konsekwencji, w kontekście prac nad nową ustawą o efektywności energetycznej warto rozważyć zmianę art. 33 ust. 2 pkt 6 prawa budowlanego poprzez zastąpienie sztywnego obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej obowiązkiem przedłożenia audytu efektywności energetycznej, który to obowiązek dotyczyłby, analogicznie jak to jest w obecnie obowiązujących przepisach, podmiotów ubiegających się o przyłączenie obiektu budowlanego do indywidualnego źródła ciepła. Określone wyniki takiego audytu nie powinny natomiast automatycznie wiązać się z koniecznością wydania decyzji odmownej przez odpowiedni organ budowlany. Ostateczny wybór sposobu ogrzewania budynku powinien być pozostawiony odbiorcom na podstawie wyniku audytu. W końcu to odbiorcy wiedzą najlepiej, co jest dla nich najkorzystniejsze. Trudno również założyć, że proponowana regulacja zniweczy skutek w postaci rozpowszechniania efektywnego i przyjaznego środowiska ciepła systemowego (co mogłoby nastąpić w przypadku całkowitego uchylenia omawianej regulacji prawa budowlanego). Zapewne jedynie w nielicznych przypadkach odbiorcy zdecydowałiby się na indywidualne źródła ciepła w sytuacji, w której audyt efektywności energetycznej wykazałby wyższą efektywność ciepła systemowego. W konsekwencji proponowane rozwiązanie nadal stanowiłoby element zachęty do korzystania z ciepła systemowego (a więc byłoby zgodne z dyrektywą), jednak nie ograniczałoby zbyt mocno swobody decyzyjnej odbiorców i pozwoliłoby wyeliminować opisane wyżej wątpliwości. Wyrównane zostałyby przy tym szanse dostawców różnych technologii, którzy na równych zasadach konkurwaliby o klienta (w praktyce musieliby przekonać odbiorców, iż oferowane przez nich rozwiązanie jest najbardziej efektywne ekonomicznie, co byłoby z korzyścią dla rozwoju konkurencji na rynku i – w konsekwencji – dla odbiorców).

Adam Frąckowiak, radca prawny, Anis Ben Amer, aplikant radcowski, Kancelaria WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.

Przedsiębiorstwa multienergetyczne na europejskim rynku energii

Ryszard Węckowski

Gaz ziemny i energia elektryczna są w wielu zastosowaniach bliskimi substytutami. Co więcej, postęp technologiczny stale zwiększa stopień ich wzajemnej zastępowalności. Na przykład rozwój mikrokogeneracji przyczynia się do zwiększania uniwersalności gazu ziemnego jako nośnika energii. Z drugiej strony, rozwój technologii pomp ciepła powoduje, iż elektryczność może być coraz częściej wykorzystana do ogrzewania budynków. W dużej mierze to od inwestora finansującego inwestycje zależy, z jakich źródeł energii i w jakich proporcjach będzie on korzystał na etapie eksploatacji obiektu. Wzrost substytucyjności między nośnikami energii zwiększa konkurencję między nimi, wpływając na wzrost ryzyka przedsiębiorstw oferujących tylko jeden nośnik energii. Odpowiedzią na takie zagrożenie jest rozszerzenie oferty produktowej i przekształcenie się w przedsiębiorstwo multienergetyczne, oferujące odbiorcy zarówno gaz ziemny, jak i energię elektryczną, swoisty *one stop energy shop*.

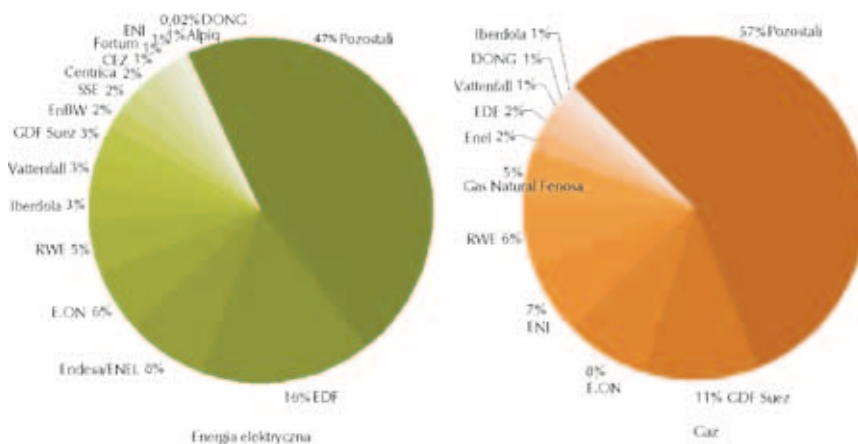
Idea przedsiębiorstw multienergetycznych nie jest nowa. W krajach zachodnich zaczęły one powstawać w latach 90. XX wieku. Wynikało to z kilku powodów. Po pierwsze, gaz ziemny stawał się coraz popularniejszym paliwem używanym do produkcji elektryczności. Było to spowodowane czynnikami technologicznymi (rozwój technologii układów parowo-gazowych), ekonomicznymi (łatwa dostępność paliwa gazowego) oraz administracyjnymi (zniesienie obowiązującego w wielu krajach zakazu wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa do produkcji elektryczności). Po drugie, podmioty zasiedziały w poszczególnych państwach miały świadomość zbliżającej się liberalizacji europejskiego rynku energii, a co za tym idzie – pojawienia się konkurencji. Jako gracze posiadający dotychczas 100% udziałów w rynku mogły tylko te udziały tracić. Jednym ze sposobów obrony było rozszerzenie oferty i wkroczenie na rynek produktów pokrewnych.

Ponieważ rynki gazu ziemnego i energii elektrycznej w zachodniej Europie były wtedy już rynkami dojrzałymi z ograniczonym potencjałem wzrostu, zamiast samodzielnie pozyskiwać nowych klientów przedsiębiorstwa preferowały przejmowanie podmiotów już istniejących.

Najsłynniejszym przejęciem tego typu było przejęcie Ruhrgas przez E.ON.

Takie połączenia dawały przedsiębiorstwom liczne korzyści w sektorze *midstream* i *downstream*. W pierwszym z tych sektorów przejęcie przez firmy z branży elektrycznej przedsiębiorstw gazowniczych zapewniało im większe bezpieczeństwo dostaw paliwa do elektrowni. Zużywając gaz na cele wytwarzania energii elektrycznej oraz jednocześnie sprzedając go odbiorcom końcowym, przedsiębiorstwa multienergetyczne często mogły osiągnąć poziom zapotrzebowania pozwalający im na zawieranie długoterminowych kontraktów na dostawę paliwa gazowego bezpośrednio z jego dostawcami. Mając do dyspozycji dwa możliwe zastosowania zamawianego paliwa gazowego (generacja prądu oraz sprzedaż bezpośrednia), przedsiębiorstwa mogły maksymalizować zyski, wybierając rozwiązanie w konkretnym momencie najbardziej opłacalne. Możliwość dwojakiego zastosowania posiadanego gazu powodowała również, iż w przypadku załamaniu popytu na rynku energii elektrycznej lub gazu przedsiębiorstwa te nie były zmuszone do ograniczania zamówień, a tym samym ponoszenia kosztów z tytułu opłat *take-or-pay*, ponieważ nadmiar zakupionego gazu zawsze można było spożytkować na rynku alternatywnym. W sektorze *downstream* przedsiębiorstwa liczyły przede wszystkim na obniżkę kosztów związaną ze stosowaniem jednego ka-

Rys. 1. Udziały największych dostawców w rynku energii elektrycznej i gazu Unii Europejskiej (EU-28) w 2013 r.



Źródło: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, ACER/CEER, October 2014, s. 55.

nału dystrybucji i wspólnego marketingu, a także większe przywiązanie klienta do przedsiębiorstwa.

W rezultacie opisanych zmian większość największych przedsiębiorstw energetycznych w Europie jest aktywna zarówno na rynku energii elektrycznej, jak i gazu ziemnego (patrz rys. 1.), zaś oferta *dual-fuel* stała się uznanym sposobem sprzedaży energii.

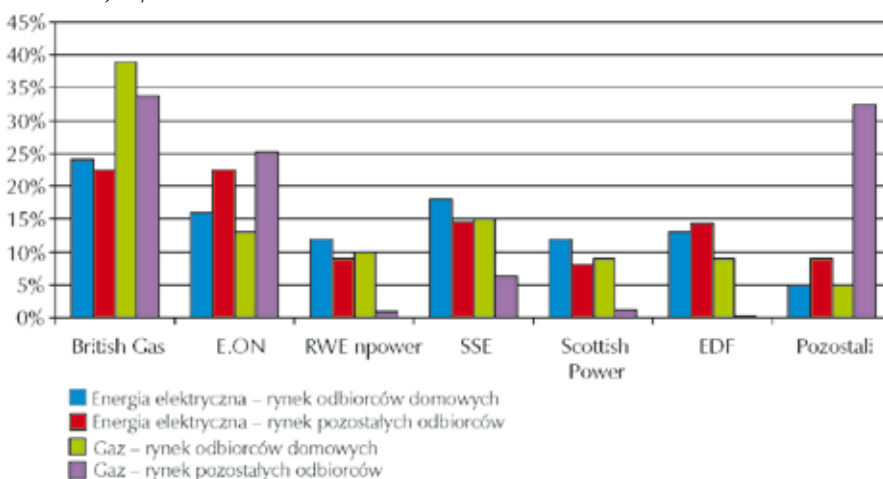
Obecnie dzięki liberalizacji rynku energii w Unii Europejskiej możliwość zaproponowania takiej oferty nie jest zarezerwowana jedynie dla dużych przedsiębiorstw energetycznych. Powstanie giełd energii spowodowało, iż nawet niewielkie spółki obrotu detalicznego mają możliwość zakupu energii na cele obrotu. Uproszczenie i przyspieszenie procedury zmiany sprzedawcy pozwala natomiast przyjąć strategię polegającą na samodzielnym odbieraniu klientów konkurencji.

Otwartą kwestią pozostaje, czy niezależni dostawcy są zdolni do osiągnięcia sukcesu na rynku przedsiębiorstw multienergetycznych. Przykład Wielkiej Brytanii, a więc europejskiego lidera pod względem liberalizacji rynku, wskazuje, iż nie zawsze musi tak być. W kraju tym klienci uzyskali prawo do zmiany sprzedawcy gazu już w 1998 r., zaś sprzedawcy energii elektrycznej rok później. Obecnie większość odbiorców domowych zakupuje tam energię od przedsiębiorstw multienergetycznych w ramach oferty *dual-fuel*. Rabat w przypadku zakupu obu nośników energii u jednego dostawcy wynosi zwykle od kilkunastu do kilkudziesięciu funtów rocznie. Rywalizacja o klienta przebiega jednak głównie pomiędzy podmiotami zasiedziały, to jest British Gas – byłym monopolistą na rynku gazu – a byłymi regionalnymi monopolistami na rynku energii elektrycznej (obecnie w większości przypadków należącymi do międzynarodowych koncernów energetycznych). Każde przedsiębiorstwo dodało drugi nośnik energii do swojej oferty i rozpoczęło odbieranie klientów pozostałym. Gracze ci określaną są jako „wielka szóstka”. Ponieważ British Gas miał zasięg ogólnokrajowy, mógł efektywnie pozyskiwać klientów wszystkich spółek energetycznych, podczas gdy te ostatnie odnosiły największe sukcesy na obszarach swojego dawnego działania. Tym samym British Gas stał się w Wielkiej Brytanii największym dostawcą zarówno gazu ziemnego, jak i energii elektrycznej. Szczegóły pokazuje rys. 2. Dane tam przedstawione wskazują, iż pomimo upływu piętnastu lat od otwarcia rynku energii, niezależnym sprzedawcom w znaczący sposób udało się wejść jedynie na rynek sprzedaży gazu ziemnego do przedsiębiorstw.

Zdaniem przedstawicieli niezależnych sprzedawców gazu, głównym powodem braku sukcesu jest bierność odbiorców kupujących energię od podmiotów zasiedziały. W Wielkiej Brytanii wielu klientów zachowywało się pasywnie, co w różny sposób utrudniało wejście na rynek niezależnych odbiorców. Po pierwsze, klientów tych nie można było pozyskać. Po drugie, jeśli już udało się pozyskać takiego klienta, to konieczne

do tego było podjęcie aktywnych działań związanych z dużymi kosztami, co w sposób naturalny preferowało dużych dostawców. Przez pierwszą dekadę XXI wieku klientów pozyskiwało się głównie poprzez przedstawicieli handlowych odwiedzających odbiorców w ich domach oraz poprzez sprzedaż telefoniczną. Po trzecie, część klientów nie tylko nie zmieniała sprze-

Rys. 2. Udziały największych dostawców w rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii w 2013 r.



Uwaga: Dane dotyczące odbiorców domowych odnoszą się do grudnia 2013 r., a dane dotyczące pozostałych klientów – do listopada 2013 r.

Źródło: 2014 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission, Ofgem 2014, s. 52,53,90,91.

dawcy, ale także pozostawała na relatywnie drogich taryfach. W związku z tym wykształciły się dwie grupy klientów. Odbiorcy bierni, pozostający na relatywnie drogich taryfach, oraz klienci aktywni, płacący niższe ceny za odbierane paliwo. Przedsiębiorstwa wchodzące na rynek nie posiadały, oczywiście, grupy klientów biernych, gdyż klienci odebrani konkurencji z zasady byli klientami aktywnymi.

Tempo pozyskiwania rynku przez niezależnych dostawców w Wielkiej Brytanii w ostatnim czasie wzrosło. Pojawiła się zatem nadzieja, iż w przyszłości odgrywać oni będą większą rolę na rynku. Mają w tym pomóc nowe rozwiązania umożliwiające zmianę sprzedawcy przy jak najmniejszym zaangażowaniu odbiorcy. Jednym z nich są strony internetowe, za pomocą których można nie tylko porównać oferty poszczególnych dostawców, ale także dokonać zmiany. Drugim rozwiązaniem jest oferta grupowej zmiany sprzedawcy, kiedy to przedstawiciel grupy odbiorców w ich imieniu negocjuje warunki przejścia do nowego sprzedawcy.

Autor jest głównym analitykiem G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.



G.EN. GAZ ENERGIA Sp. z o.o.
ul. Dorczyka 1
62-080 Tamowo Podgórze
tel. (+48) 61 829 98 12
fax (+48) 61 829 98 22
e-mail: gen@gen.com.pl
www.gen.com.pl

Liczą się tylko ludzie



Jack Welch, twórca światowej potęgi General Electric, często powtarzał, że elementem decydującym o konkurencyjności nie są silniki odrzutowe ani turbiny gazowe, lecz ludzie. Andrzej Brach, współtwórca potęgi PGNiG, tę prawdę odkrył prawie pół wieku wcześniej.

Adam Cymer

Absolwent warszawskiej Szkoły Głównej Planowania i Statystyki (obecnie Szkoła Główna Handlowa) na wydziale handlu wewnętrznego, po krótkim stażu w zakładach Hortex w Górze Kalwarii, w październiku 1970 roku rozpoczął pracę w Zjednoczeniu Przemysłu Gazowniczego. I praktycznie zaraz by z tej pracy wyleciał. – *Chodziło o zrobienie rachunku ekonomicznego na dostawy gazu do Jabłonn, bo tam powstawały szklarnie i było zainteresowane takim projektem – wspomina Andrzej Brach. – Taka inwestycja musiała kosztować, a cena gazu była deficytowa. Z rachunku wyszło mi, że to się nie opłaca. I taki materiał trafił do dyrektora Tombaka. Pierwsza reakcja – kazał mnie wyrzucić. Ale jego asystent, Sławek Osmolak, nie wpuścił mnie do gabinetu szefa, co nie pozwoliło mi złożyć rezygnacji. I ocalałem. Później dyrektor Tombak powiedział mi: – niech pan raz na zawsze zapamięta, że wyrzuconym z pracy można być z byle powodu i bardzo łatwo. Gdybym z pana opinią poszedł do komisji planowania, to na drugi dzień mnie by wyrzucili. To po co mi taki materiał. My musimy przygotować taki materiał, żeby oni mogli podjąć decyzję, która dla nich jest politycznie konieczna, a dla nas nie jest bardzo szkodliwa. To była dla mnie pewna nauka. Można by to porównać z obecnymi czasami, ale wówczas przyświecała inna idea. Dzisiaj logika jest taka, że jeśli przyjmiesz paru naszych ludzi, to nie zostaniesz zwolniony. Kiedyś chodziło o to, żeby razem budować tę firmę, bo to wspólny interes.*

Efekt tego incydentu był taki, że Andrzej Brach został zapamiętany i dyrektor Tombak, jak tworzył dyrekcję nowego przedsiębiorstwa, zaproponował mu stanowisko dyrektora ekonomicznego.

Lata 70. ubiegłego wieku to okres wielkiej przemiany polskiego gazownictwa. Infrastrukturalnej i technologicznej, ale też organizacyjnej. Najpierw – od stycznia 1976 roku – połączono istniejące Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego ze Zjednoczeniem Górnictwa Naftowego, co było korzystne dla branży o tyle, że nastąpiła radykalna poprawa koordynacji działania

obu sektorów. Ale już w 1981 roku uznano, w nowej ustawie o przedsiębiorstwie państwowym, że nie ma miejsca na takie struktury jak zjednoczenie. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki zdecydowało, że w to miejsce musi powstać przedsiębiorstwo użyteczności publicznej pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. To było wielkie wyzwanie koncepcyjne, logistyczne i prawne. Trzeba było nie tylko spełnić oczekiwania władzy, ale także pozyskać zgodę ponad 50-tysięcznej załogi. Organizacyjnie też było to trudne. Należało skłonić wszystkie jednostki wchodzące w skład zjednoczenia, mające osobowość prawną, by niejako rzekły się jej na rzecz całego przedsiębiorstwa, stając się jego oddziałami. Jednocześnie musiała powstać koncepcja organizacyjna i system ekonomiczno-finansowy dla tej nowej struktury.

– *Kierowaliśmy się jedną zasadą – dokonać możliwie dużej delegacji uprawnień do tych nowych oddziałów i zakładów zarówno w zakresie kadrowym, jak i ekonomicznym – mówi Andrzej Brach. – Zasada ta wynikała z przeświadczenia, że w gazownictwie i górnictwie naftowym wszystkie zdarzenia gospodarcze zachodzą w terenie. Nie w centrali. Od geofizyki i poszukiwań, wierceń, dokumentowania zasobów i ich zagospodarowania, aż po projektowanie i budowę systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, stacji gazowych i przyłączenia odbiorców. Dzisiejsze tendencje centralistyczne w PGNiG, które obserwuję od pewnego czasu, są kompletnie niezrozumiałe. Powodują rozdział kompetencji i odpowiedzialności, demotywują struktury terenowe, stają się kłopotem dla regionalnej administracji, bo nie ma partnera do rozmów na miejscu i musi szukać w centrali.*

W okres przełomu politycznego i gospodarczego w 1989 r. polskie górnictwo wkroczyło zmienione organizacyjnie i otwarte na rynkowe reguły gry. Tym łatwiej, że nieprawdą jest, iż w realiach socjalistycznych nie miało doświadczeń zachodnich. Nawet w latach największych braków dewiz, dzięki bezdewizowym porozumieniom z gazownictwem niemieckim, francuskim, holenderskim i duńskim, polscy gazownicy bywali tam na

stażach, poznawali najnowsze rozwiązania techniczne i technologiczne, a także mechanizmy funkcjonowania nowoczesnych firm gazowniczych. To przynosiło efekty dla sektora, chociaż nie zmieniało pozycji gazownictwa wobec górnictwa węglowego i energetyki na krajowym rynku. – *Dopiero decyzja Banku Światowego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego o przyznaniu Polsce pożyczki dla sektora energetycznego, wprowadziła gazownictwo do ekstraklasy polskiej energetyki. Oferty przygotowane przez elektroenergetykę i górnictwo węglowe były marne, a gazownictwo przedstawiło precyzyjną, długofalową strategię rozwoju, przygotowaną przez najlepszych fachowców naszej branży – wspomina dzisiaj Andrzej Brach. – To sprawiło, że początkowy limit 7 mln USD szybko podniesiono do 11 mln USD, a skończyło się na ponad 300 mln USD, w tym 250 mln z BŚ, a 60 mln USD z EBI. Ten kapitał pozwolił gazownictwu w krótkim czasie znakomicie doposażyć geofizykę, górnictwo i wiertnictwo oraz przygotować projekty inwestycyjne w zakresie magazynowania gazu, projektowania rozwoju systemu przesyłowego.*

Potencjał wytwórczy, technologie i dobrzy fachowcy to istotne elementy budowania wartości firmy. – *Dla nas, zarządzających przedsiębiorstwem – mówi Andrzej Brach – najważniejsze było myślenie strategiczne. W jakim kierunku mamy się rozwijać, jaką pozycję zajmować na krajowym i europejskim rynku, jak zapewnić bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Budowaliśmy strategię długofalową, o 15-letnim horyzoncie i co roku ją weryfikowaliśmy dla planów 5-letnich, a co 2–3 lata dla planu 15-letniego. W gronie zarządu, ale z udziałem „naturalnych ekspertów”, jakimi byli pracownicy naszego przedsiębiorstwa, najlepsi fachowcy w swoich dziedzinach. Uważam, że to podejście jest konieczne, bo umiejętność budowania zespołów, wykorzystywania potencjału intelektualnego tkwiącego w firmie, to fundament sukcesu.*

Problem bezpieczeństwa dostaw gazu w tamtym czasie był rzeczywiście kluczowy. Ta sprawa musiała być uregulowana na szczeblu międzyrządowym, by stała się realna dla przedsiębiorstwa borykającego się z niepewnością corocznych umów na dostawy. I tak się stało w 1993 roku, dzięki protokołowi międzyrządowemu, uzupełnionemu porozumieniem międzyrządowym w 1995 roku. To była podstawa do zawarcia po raz pierwszy wieloletniego kontraktu na dostawy gazu z Rosji. – *Biorąc udział w negocjowaniu tego kontraktu, skutecznie wykorzystywaliśmy pracę zespołów ekspertów i doświadczenia z negocjowania pożyczki Banku Światowego – wspomina Andrzej Brach. – Pewne zasady negocjacji i formuły zapisów kontraktowych są uniwersalne, więc zdobyta wówczas wiedza procentowała. Jestem przekonany, że wynegocjowane wówczas zapisy kontraktu były bardzo korzystne dla Polski. Po pierwsze, kontrakt został podpisany w Warszawie, nie w Moskwie, co oznaczało, że w przypadku jakichkolwiek sporów obowiązywało prawo polskie. Zapis, że obowiązuje arbitraż w Sztokholmie automatycznie odwoływał umowę do prawa europejskiego i eliminował możliwość egzekwowania zakazu reeksportu gazu. Również zapisy kontraktu dotyczące budowy gazociągu tranzytowego i powstania spółki zarządzającej nim uznać należy za korzystne dla Polski. Udało się do kontraktu wprowadzić zasadę, że PGNiG bierze odpowiedzialność za finansowanie budowy gazociągu na poziomie wykorzystania mocy tranzytowych,*

a ponieważ dostawy do Polski miały stanowić 8 proc. tych mocy, tym samym strona rosyjska odpowiadała za finansowanie w wysokości 92 proc. Ale w statucie Europolgazu prawa stron były jednakowe i jednakowe prawa do partycypacji w zyskach. Nie kryję satysfakcji z tak udanych dla nas negocjacji, budzących zazdrość naszych zagranicznych partnerów, że uzyskaliśmy tak korzystne warunki.

Wieloletni kontrakt na dostawy gazu z Rosji miał jednak swoją dalszą historię. W 2000 roku podjęte zostały pierwsze renegotjacje. – *Dotyczyły one warunków cenowych kontraktu – mówi Andrzej Brach. – Udało się wówczas uzyskać obniżkę ceny o 7 proc. oraz bonifikatę na II kwartał również na tym poziomie, z możliwością wprowadzenia bonifikat również na III kwartał, a więc na cały okres letni. Była również szansa uzyskania takich bonifikat w latach następnych. Udało się też do kontraktu wprowadzić zasadę, że 10 proc. ceny jest niezmienne, co stabilizowało cenę, bo łagodziło zmienność cen rynkowych. Ubolewam, ale dorobek tych negocjacji został zaprzepaszczone podczas kolejnych renegotjacji, prowadzonych już bez mojego udziału. Wówczas negocjowano zmniejszenie poziomu dostaw, by natychmiast zabiegać o nowe dostawy, bo okazało się, że ograniczenie nie pozwala pokryć naszych potrzeb. Straciliśmy na cenach, straciliśmy stabilność dostaw i wdaliśmy się w jakieś doraźne umowy z dziwnymi pośrednikami.*

Rok 1996 to kolejna przełomowa data w historii PGNiG. W październiku nastąpiło przekształcenie przedsiębiorstwa państwowego PGNiG w jednoosobową spółkę skarbu państwa PGNiG SA. Jak wspomina Andrzej Brach, to były działania w bardzo silnym zespole: Aleksander Findziński, Janusz Tokarzewski, Andrzej Brach, Witold Weil. Trzeba było wypracować koncepcję organizacyjną, przygotować statut spółki akcyjnej i pakiety informacyjne dla załóg, powstawał bowiem nowy układ zbiorowy pracy. – *Na ówczesne warunki to był układ przełomowy – mówi Andrzej Brach. – Przewidywał między innymi to, czego do dzisiaj nie udało się zrobić w górnictwie i energetyce, czyli likwidację deputatów gazowych. Zostały włączone do wynagrodzeń, a dla byłych pracowników i rodzin, które nabyły uprawnienia, miały być realizowane do roku 2010, w wymiarze z roku 1995. To rozwiązanie było korzystne z wielu względów. Nie tylko dlatego, że zamrażało wymiar świadczeń i zamykało okres ich świadczenia, ale przede wszystkim otwierało możliwość innego wykorzystywania środków na wynagrodzenia.*

Ten precedens w skali krajowej, na tle wszystkich koncernów energetycznych (i nie tylko), dawał silne podstawy do rozwoju firmy. Można się było koncentrować na sprawach strategicznych, a nie spierać o deputaty.

Tym bardziej że kontakty światowe otwierały wielkie możliwości. A kwestia bezpieczeństwa dostaw gazu i dywersyfikacji kierunków dostaw to nie jest kwestia, która pojawia się teraz. Te potrzeby były uświadamiane od dawna. Przygotowany był kontrakt na dostawy gazu z Norwegii oraz tzw. projekt polpipe, połączenie gazociągowe Polski z szelfem brytyjskim i norweskim przez Danię. Opracowana była we współpracy z renomowanymi firmami zachodnimi, m.in. Kelog, szczegółowa koncepcja budowy gazoportu. Mieliśmy podpisany w 1999 roku w Oslo, w obecności premiera Buzka, kontrakt na dostawy 0,5 mld m³ gazu.

Problem polega na tym, że to nie jest tylko decyzja korporacyjna. W tych sprawach – szczególnie w Polsce – nie rządzą rachunek ekonomiczny, a polityka. – Pamiętam takie spotkanie wiosną 2000 roku w Ministerstwie Gospodarki, z udziałem ministra Steinhoffa, premiera Buzka oraz prezesa Geronia, wiceprezesa Lipko i moim – mówi Andrzej Brach. – Przyszliśmy na to spotkanie z naszym programem zbudowania bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Bazowaliśmy na naszych doświadczeniach w kontaktach ze światowymi koncernami gazowymi. Po półtorej godzinie dyskusji panowie Steinhoff i Buzek wyszli, oznajmiając, że udają się na naradę. Po jakimś czasie wrócił minister Steinhoff i oświadczył: pan premier podjął decyzję, że nie będzie decyzji. Nie mam zwyczaju, by być aktywnym w sporach politycznych i bez wyższej konieczności krytykować rządzących, ale po kilkudziesięciu latach pracy w PGNiG nie mogę spokojnie patrzeć, jak nieodpowiedzialnie traktuje się tę firmę. Proszę zauważyć, jak wiele obowiązków związanych z bezpieczeństwem energetycznym kraju przenosi się z administracji rządowej do przedsiębiorstwa. To jest kwestia czysto administracyjnych decyzji, obciążających kosztami firmy, by realizowały programy rządowe, a nie własne cele biznesowe. Przykład nakazu inwestowania w poszukiwania gazu z łupków to tylko drob-

ny przykład. A kwestia uwolnienia rynku gazu? Przecież PGNiG ma na tym rynku najmniej wolności, bo to oblige giełdowe, to konieczność zapasów, to magazyny, a przede wszystkim obowiązki dostarczania gazu do gospodarstw domowych. Spada konkurencyjność naszego narodowego koncernu gazowniczego. Już dzisiaj można kupić gaz na giełdach zachodnich taniej niż u nas. A nieustanne restrukturyzacje i centralizacja do granic absurdu? A polityka kadrowa? Całe szczęście, że jeszcze w terenie ocalało wielu prawdziwych fachowców, całe szczęście, że w KDG pracują wciąż zawodowcy. W świecie zachodnim, a to jest nasz punkt odniesienia, w polityce kadrowej obowiązuje pewna kultura. Z góry wiadomo, kiedy będzie zmiana zarządu – po upływie kadencji czy po osiągnięciu jakiegoś pułapu wieku, i wiadomo, kto obejmie stery. A ludzi doświadczonych przenosi się do rad nadzorczych. Przez lata mojej pracy w PGNiG budowaliśmy taki klimat dla pracy. Proszę zauważyć, jak nikła była wówczas rotacja kadr, jak długo stabilne były zarządy. Ale dla mnie najważniejsi byli ludzie. Zawsze uważałem, że ode mnie zależy, czy odkryję, czy zrozumie, co moi pracownicy potrafią zrobić i jak potrafią ich wykorzystać na tym stanowisku.

Adam Cymer

EXPO-GAS

VIII Targi Techniki Gazowniczej

22-23.04.2015

Kielce



EXHIBITION & CONGRESS CENTRE

Targom towarzyszą:

- Konferencja „**Potencjał rozwojowy polskiego rynku gazu**” (organizator Izba Gospodarcza Gazownictwa)
- Warsztaty Izby Gospodarczej Gazownictwa

www.expo-gas.pl

Organizatorzy:




www.igg.pl

Targi Kielce SA, 25-672 Kielce, ul. Zakładowa 1
Dyrektor Produktu - Anna Prędata
tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61, e-mail: prędata.anna@targi.kielce.pl

Patronat medialny:











Z okazji zbliżających się Świąt Wielkanocnych życzymy Państwu samych dobrych myśli, słonecznego nieba i radosnych spotkań przy świątecznym stole



Co z gazem na Krymie?

Aleksander Wasilewski

Krym, półwysep położony w północnej części Morza Czarnego, o powierzchni 27 000 km² i liczący około 3 mln mieszkańców, w niedalekiej przyszłości może stać się ważnym regionalnym ośrodkiem wydobycia i transportu gazu ziemnego i ropy naftowej. Obecnie *de iure* Półwysep Krymski należy do Ukrainy, a *de facto* do Rosji.

Referendum na Krymie, proklamowanie jego niepodległości oraz ponowne przyłączenie półwyspu do Rosji to nie tylko najważniejsze wydarzenia polityczne dla Rosji w 2014 r., ale i rosyjskiego przemysłu gazowego. Przejęcie przez Gazprom ukraińskich aktywów gazowych na Krymie jest tylko kwestią czasu.

W wydobyciu węglowodorów Ukrainy udział Krymu nie był znaczący – ok. 3% ropy i 7,8% gazu. Jednak wraz z utratą półwyspu Ukraina utraciła część potencjalnych złóż gazu i ropy, zlokalizowanych w większości na szelfie. Udokumentowane zasoby złóż ropy i gazu, uzasadnionych pod względem ekonomicznym do wydobycia, ocenia się na 2 bln m³ gazu i 435 mln ton ropy.

Jednak to, że Rosja jest gazowym beneficjentem konfliktu z Ukrainą wcale nie oznacza, że integracja krymskich aktywów gazowych z rosyjskimi będzie przebiegać bez problemów. Po pierwsze, połączenie Czarnomorneftegazu z Gazpromem spowoduje, że utracą moc perspektywiczne głębokowodne złoża szelfowe, które Ukraina chciała eksploatować z zagranicznymi koncernami energetycznymi.

Po drugie, chociaż aneksja Krymu automatycznie zdjęła z Rosji problem granicy morskiej między obu krajami w Cieśninie Kerczeńskiej, to powstał kolejny problem związany z demilitacją granicy morskiej na Morzu Czarnym. Morskie granice – na kierunku zachodnim z Rumunią, a na południu z Turcją – mogą zostać uznane za nieaktualne i być przedmiotem nowych, wieloletnich negocjacji.

POCZĄTKI WYDOBYCIA

Pierwsze w historii półwyspu złożo gazu ziemnego na Krymie odkryto w listopadzie 1960 r. w rejonie czarnomorskim. Złożo było eksploatowane w latach 1968–1983. W tym czasie wydobyto 925 mln m³ gazu. W 1965 r. geolodzy odkryli kolejne złożo, Glebowskie, którego zasoby wynosiły 4,6 mld m³, a w następnym roku od tego złoża zbudowano do Symferopola pierwszy na Krymie gazociąg z łącznikami do Eupatorii i Saki.

W 1967 r. zbudowano gazociąg Bachczasaraj-Sewastopol. Do już istniejącego systemu wydobycia w 1976 r. zostały włączone złoża Dżankońskie i Strelkowskie, w tym samym roku system gazociagowy półwyspu podłączono do radzieckiego systemu przesyłowego. Odkrycie gazowych złóż na lądzie zachęciło geologów do przeprowadzenia badań sejsmologicznych wybranych obszarów regionu północno-zachodniej części Morza Czarnego i Azowskiego.

W wyniku przeprowadzonych prac odkryto na szelfie perspektywiczne złożo Galicyjskie, a w 1970 r. rozpoczęto na nim budowę pierwszego szybu. W 1974 r. zbudowano drugą platformę, co pozwoliło rozpocząć wiercenia na głębokości do 4500 m. Wiercenia pionowe i skośne pozwoliły wiertaczom już w 1975 r. pozyskać pierwszy szelfowy gaz na Morzu Czarnym.

CZARNOMORNEFTEGAZ

Przedsiębiorstwo Czarnomorneftegaz zostało utworzone w 1978 r. na bazie krymskich przedsiębiorstw, a jego podstawowym zadaniem było poszukiwanie i wydobycie gazu i ropy na szelfie Morza Czarnego i Azowskiego. W kolejnych latach spółka wprowadziła do eksploatacji pierwszą pływającą platformę Sivasz, która została przeznaczona do zagospodarowania złoża galicyjskiego. W latach 1979–1985 oddano do eksploatacji lądowe gazociągi: Jałta–Ałusztą i Bachczasaraj–Jałta.

Ponieważ w zimie część powierzchni Morza Azowskiego zamarza, geolodzy i inżynierowie przystąpili do budowy tzw. lodowej platformy, przeznaczonej do wydobycia gazu na złożu strelkowskim. Już w 1983 r. Czarnomorneftegaz zakończył budowę pierwszego gazociągu morskiego. Jego oddanie do eksploatacji pozwoliło na rozpoczęcie wydobycia na złożu galicyjskim. W tym samym roku rozpoczęto wydobycie ropy na złożu Siemianowskim, położonym na Półwyspie Kerczeńskim.

Po rozpadzie ZSRR Czarnomorneftegaz, tak jak inne krymskie przedsiębiorstwa, został własnością Ukrainy. W 1998 r. przedsiębiorstwo przekształcono w spółkę skarbu państwa, a od 2011 r. 100% akcji należało do Naftogazu Ukraina. W dwóch pierwszych dekadach ukraińskiej niepodległości spółka oddała do eksploatacji tylko trzy platformy i 113 km gazociągów, brakowało też środków na prace geologiczne i wymianę floty. Od 2011 r. Czarnomorneftegaz zwiększył inwestycje. Zakupiono dwie nowoczesne platformy i barki do układania gazociągów. W obecnej dekadzie Czarnomorneftegaz oddał do eksploatacji na morzu cztery obiekty.

ZASOBY GAZOWYCH ZŁÓŻ KRYMU

W 2006 r. służby geologiczne Czarnomorneftegazu odkryły subotinskie złożo ropy naftowej na szelfie – pierwsze nie tylko na Krymie, ale i Ukrainie. Złożo to położone jest w odległości

23 km na południe od Półwyspu Kerczeńskiego, na głębokości 30 m.

Zasoby ropy i gazu w strefie Ukrainy na Morzu Czarnym i Azowskim		
Wyszczególnienie	Gaz w mld m ³	Ropa w mln ton
Północno-zachodni sektor Morza Czarnego	495,7	50,4
Sektor Chersoński	321,2	126,8
Morze Azowskie	388,0	25,3
Szelf kontynentalny	766,6	232,6
Ogółem	1 971,5	435,1
Zasoby udokumentowane	66,2	21,7

Źródło: Czarnomorneftegaz, 2013.

Na szelfie spółka Czarnomorneftegaz ogólnie, rozpoznane zasoby oszacowano na 50 mln ton ropy i 496 mld m³ gazu.

W południowym i zachodnim sektorze Morza Azowskiego Czarnomorneftegaz zagospodarowywał trzy złoża. W miejscach, w których je zlokalizowano, głębokość nie przekracza 13 m. Wstępne zasoby gazu oszacowano na 388 mld m³, a ropy na 25 mln ton. Sektor Przykerczeński jest najmniej zbadany, jednak przez geologów uważany za najbardziej perspektywiczny sektor szelfowy.

Wstępne zasoby gazu w tym sektorze oceniono na 321 mld m³ gazu i 127 mln ton ropy. To właśnie w tym sektorze odkryto wspomniane naftowe złożo subotinskie, które może w sposób radykalny zmienić sytuację paliwową Krymu. Badania sejsmologiczne wykazały istnienie kilku perspektywicznych struktur.

Prognozowane zasoby wymienionych powyżej sektorów szelfowych złóż Krymu wynoszą 1204 mld m³ gazu i 202 mln ton ropy, a już rozpoznane 66 mld m³ gazu i 22 mln ton ropy. Rezultaty badań sejsmicznych pozwalały Czarnomorneftegazowi planować w 2015 r. odkrycie 2–3 złóż gazu, których zasoby wyceniono na 40–60 mld m³. Należy podkreślić, że dotychczas poszukiwaniem objęto tylko 5% szelfowego sektora Krymu. Jeszcze mniej zbadany jest ląd półwyspu.

ILE GAZU POTRZEBUJE KRYM?

W 2013 r. 82% zapotrzebowania na gaz ziemny Krym pokrywał z własnego wydobycia. W zimie zależność dostaw z ładu wynosi nawet 30%. To oznacza, że przed Gazpromem stoi bardzo trudne zadanie dotyczące organizacji dostaw brakującego gazu na półwyspie.

Dynamika wydobycia i zużycia gazu na Krymie			
Rok	Wydobycie w mld m ³	Zużycie w mld m ³	Samowystarczalność w %
2011	1,05	1,99	53
2012	1,17	1,80	65
2013	1,65	2,00	82
2014	2,42	2,00	121
2015	3,00	2,00	150

Źródło: Czarnomorneftegaz, 2013.

Chociaż ułożenie gazociągu morskiego między lądem a półwyspem dla Gazpromu nie stanowi problemu, to jednak jego zaprojektowanie i budowa będą trwały minimum 1,5 roku. Problem w tym, że dodatkowy gaz będzie potrzebny tylko przez dwa lata, ponieważ wydobycie gazu na Krymie rośnie i przewyższy zapotrzebowanie.

Sporządzony przez analityków Czarnomorneftegaz program rozwoju zakładał, że już w 2015 r. wydobycie gazu na szelfie Krymu wyniesie 3 mld m³. Planowano, że bazę stanowić będą tylko złoża szelfowe. W północnym sektorze Morza Czarnego prognozowano nie tylko wzrost wydobycia na eksploatowanych już złożach, ale włączenie do eksploatacji trzech nowych, których łączne zasoby wyceniono na 27 mld m³ gazu, w tym w najbardziej perspektywicznym złożu sztormowym. Na szelfie Morza Azowskiego na północ od Cieśniny Kerczeńskiej.

Do kwietnia 2012 r. na ukraińskim szelfie Morza Azowskiego i Czarnego prace prowadziły dwie stare pływające platformy wiertnicze Siwasz i Tawrida, które mogą prowadzić wiercenia na głębokość do 6 km (właścicielem jest spółka Czarnomorneftegaz). W maju 2012 r. do prac poszukiwawczych włączono najnowocześniejszą platformę Piotr Godowanec, która może prowadzić wiercenia do głębokości 9 km.

KRYMSKA WIOSNA

Spółka skarbu państwa Czarnomorneftegaz S.A. była jedynym na Ukrainie przedsiębiorstwem, które samodzielnie prowadziło prace geologiczne, zagospodarowanie, wydobycie, transport i magazynowanie gazu ziemnego i ropy naftowej w ukraińskich sektorach Morza Czarnego i Azowskiego. 100% akcji Czarnomorneftegaz należało do koncernu państwowego Naftogaz Ukrainy. W aktywach Czarnomorneftegaz było 11 gazowych, 4 gazowo-kondensatowe i 2 naftowe złoża. Wydobycie prowadzono na morzu i lądzie.

Na czterech złożach na Morzu Czarnym gaz był wydobywany z 11 stacjonarnych platform. Na Morzu Azowskim w zimie wydobycie prowadziły trzy tzw. lodowe platformy. Do Czarnomorneftegaz należał jedyny na Krymie podziemny magazyn – PMG Glebowski, którego pojemność wynosi 1 mld m³ gazu. Spółka zarządzała 80% gazociągów wysokiego ciśnienia. Długość gazociągów wynosi 1300 km, z tego 370 km to gazociągi morskie. Podatki Czarnomorneftegaz stanowiły ok. 70% ogólnych wpływów z tytułu podatków Krymu.

17 marca 2014 r. parlament Republiki Krymu uchwalił, że aktywa Czarnomorneftegaz i Ukrtransgaz są własnością Republiki Krym, czyli dokonał nacjonalizacji tych firm. Ponadto, władze Krymu przejęły bazę paliw w Feodosji. Następnie krymski parlament zalecił rządowi utworzenie spółki Czarnomorneftegaz, którego założycielem jest Ministerstwo Paliw i Energetyki Republiki Krym. Nowa nazwa to Czarnomorneftegaz – Krymskie Republikańskie Przedsiębiorstwo Czarnomorneftegaz.

W najbliższym czasie planowana jest prywatyzacja przedsiębiorstwa. Warunki i data przetargu nie zostały jeszcze ustalone. Oznacza to, że w przyszłości wydobycie gazu na Krymie będzie związane z szelfem, a w związku z tym do konkursu mogą przystąpić tylko rosyjskie spółki paliwowe.

Chociaż USA i UE objęły nową, już krymską spółkę Czernomorneftegaz sankcjami, to – jak poinformował 13 maja 2014 r. jej rzecznik prasowy Walery Kotieniew – sankcje jej nie dotyczą, ponieważ nie eksportuje gazu, nie prowadzi współpracy z firmami zagranicznymi i nie posiada kont w bankach zagranicznych.

Czernomorneftegaz, już nie ukraiński, a rosyjski, w 2015 r. planuje rozpoczęcie budowy na Krymie fabryki skraplania gazu. Gaz wydobywany na szelfie Krymu charakteryzuje się zawartością dużej ilości frakcji propanowo-butanowej, a rynek wymaga gazu o wyższych standardowych normach, stąd wymóg jego przeróbki. Spółka planuje w 2014 r. wydobyć 2 mld m³ gazu i przekazać do budżetu Krymu – w formie podatku – 1,2 mld rubli. Koszty wydobycia 1000 m³ gazu na szelfie Morza Czarnego Czernomorneftegaz utrzyma na poziomie 50 USD.

ZAGRANICZNE KONCERNY NA SZELFIE KRYMU

Potencjał eksportowy Krymu mógłby być znacznie większy, gdyby oddano do eksploatacji projekty realizowane z zachodnimi koncernami energetycznymi – na złożach Skifski i Foroski.



Powierzchnia skifskiego sektora gazowego wynosi 10 tys. km², a inwestycję ocenia się na 10–12 mld USD. Prognozowane wydobycie to 3–4 mld m³ gazu rocznie. Powierzchnia foroskiego sektora wynosi 9 tys. km², a inwestycje na jego zagospodarowanie określono na 8–10 mld USD. Prognoza zakładała roczne wydobycie na poziomie 3–4 mld m³ gazu, a zasoby na 200–250 mld m³. Porozumienie o podziale produkcji miało być podpisane na 50 lat.

Ukraina podpisała umowę o rozdziale produkcji dotyczącą złoża skifskiego z ExxonMobil. Przegrał rosyjski Lukoil. Projekt skifski miało realizować konsorcjum w składzie: ExxonMobil – 40%, Royal Dutch Shell – 35%, rumuński Petrom spółka-córka OMV – 15% i NAK „Nadra Ukrainy” – 10%). Operatorem projektu został amerykański koncern. Ale ten projekt zamrożono.

Do udziału w przetargu na złoża Foroski nikt się nie zgłosił. Inwestycja z udziałem zagranicznych podmiotów energetycznych była pierwszym krokiem Ukrainy w kierunku za-

gospodarowania i wydobycia gazu na tzw. głębokich złożach szelfowych.

Był jeszcze jeden projekt, którym zainteresowały się zagraniczne spółki paliwowe. We wschodniej części szelfu czarnomorskiego odkryto złoża Subbotina, którego zagospodarowaniem zainteresowały się włoski Eni i Edf. W pierwszym etapie zagospodarowania inwestycje miały wynieść 4 mld USD, a roczne wydobycie ropy 2–3 mln ton. Niestety, i ten projekt również zamrożono.

PIERWSZY TERMINAL LNG

W 2012 r. w Kerczu oddano do eksploatacji pierwszy na Morzu Czarnym terminal gazowy (Azjatycko-Europejski Terminal Gazowy) o mocy przeładunkowej 1 mln ton paliwa rocznie. Terminal będzie oferował usługi przepompowania gazu skroplonego z cystern kolejowych do dalszego transportu drogą morską do krajów europejskich oraz do Turcji. Właścicielami spółki Azjatycko-Europejski Terminal Gazowy są kazachskie grupy kapitałowe: Dala Group i Dala Trans.

Na terenie instalacji znajduje się platforma służąca do przepompowania gazu do tankowców o ładowności od 5 do 8 tys. ton, magazyn gazu LPG o pojemności 8 tys. m³ oraz laboratoria i inne obiekty tworzące infrastrukturę terminalu.

STRATY

Do aneksji Krymu i konfliktu wojennego we wschodnich regionach Ukraina posiadała jedno z największych w Europie udokumentowanych zasobów konwencjonalnego gazu ziemnego, wynoszące ok. 1 bln m³. W 2014 r. planowała zwiększenie wydobycia gazu na szelfie Morza Czarnego z 1,1 do 3 mld m³, a razem ze złożami na lądzie w najbliższych pięciu latach – zwiększenie ogólne wydobycia do 27 mld m³ rocznie. Import z Rosji planowała ograniczyć do 12 mld m³. Ponadto, na Ukrainie zlokalizowano jedno z największych w Europie złóż gazu łupkowego. Aneksja Krymu przez Rosję w 2014 r. przerwała wydobycie i poszukiwanie gazu

ziemnego na szelfie Morza Czarnego.

Juri Prodan, minister paliw i energetyki Ukrainy, ocenił straty z wydobycia gazu z łupków na szelfie Morza Czarnego na 40 mld USD. Wcześniej Sergiej Żwaczkin, gubernator Obwodu Tomskiego, poinformował, że Rosja wraz z przyłączeniem Krymu pozyskała do zagospodarowania 30 złóż gazu, które były sporne z Ukrainą do aneksji półwyspu.

Sergiej Donski, minister zasobów naturalnych FR, uznał szelfowe złoża Krymu za perspektywiczne. Najważniejszym pretendencem na nie jest Gazprom, który już wystąpił do władz Krymu o przyznanie koncesji na prowadzenie poszukiwań. Prowadzenie wierceń pozwoli w najbliższych trzech latach zwiększyć wydobycie szelfowego gazu do 3 mld m³ rocznie, a Krym rocznie zużywa 2 mld m³.

Aleksander Wasilewski

Autor jest radcą w Ministerstwie Spraw Zagranicznych, ekspertem rynku ropy i gazu.



FLANGE TOOL INNOVATION

Narzędzia do obsługi kołnierzy rurociągów

Michael Machnik

Oferowane przez firmę Equalizer mechaniczne i hydrauliczne narzędzia do rozpierania kołnierzy rurociągów należą zapewne do najbezpieczniejszych tego typu produktów dostępnych obecnie na rynku.

Nowa gama produktów SWi oraz SW składa się z opatentowanego mechanizmu blokady wstępnej oraz zagłębionej konstrukcji umożliwiającej pewne i bezpieczne rozpieranie

kołnierzy. Charakterystyczną cechą gamy produktów Secure Grip jest z kolei zastosowanie opatentowanej technologii tulei zaciskającej się wewnątrz otworu na śrubę w celu wytworzenia określonej, kontro-

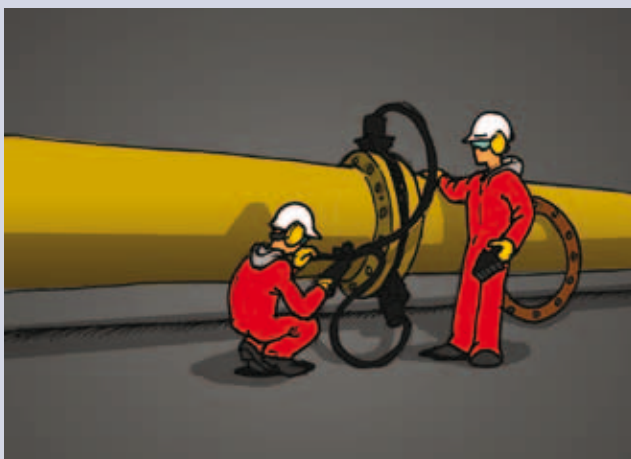
lowanej siły umożliwiającej rozdzielenie kołnierzy, dzięki czemu są to jedne z najbezpieczniejszych narzędzi tego typu dostępnych obecnie na świecie.

Wbijane ręcznie kliny i rozpórki kołnierzy stanowią dobrze znane zagrożenie dla bezpieczeństwa, powodujące uszkodzenia ciała wśród pracowników i zniszczenie sprzętu. Wbijane ręcznie kliny czy zakrzywione kliny „bananowe” mogą niespodziewanie wysunąć się



- Rozpieranie kołnierzy rurociągów bez użycia odpowiednich narzędzi może zagrażać bezpieczeństwu.
- Masz problem z rozpieraniem kołnierzy rurociągów?

- Skorzystaj z narzędzi Equalizer!
- Z narzędziami Equalizer rozpieranie kołnierzy rurociągów nigdy nie będzie już problemem!
- Bezpieczeństwo, łatwość obsługi i racjonalizacja kosztów.





z rozpieranego kołnierza, powodując naruszenie warunków bezpieczeństwa, sytuację grożącą wypadkiem bądź wypadek przy pracy. Narzędzia te są obecnie zastępowane mechanicznymi i hydraulicznymi narzędziami do rozpierania kołnierzy w celu dążenia do podnoszenia bezpieczeństwa i wydajności pracy.

Mechaniczne narzędzia do rozpierania kołnierzy rurociągów często wybierane są ze względu na prostotę obsługi,

łatwość konserwacji i mniejsze gabaryty w porównaniu z narzędziami hydraulicznymi.

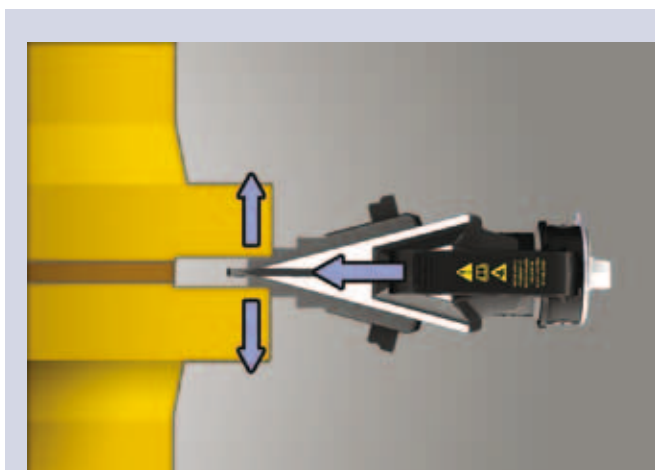
Z punktu widzenia kosztów narzędzia mechaniczne stanowią na ogół najtańszy sposób zastąpienia metody rozpierania kołnierzy opartej na użyciu młotka i klina. Jest to znakomite narzędzie do rozpierania małych i średnich kołnierzy przy średnich i niskich ciśnieniach znamionowych.

Natomiast narzędzia hydrauliczne przewyższają mechaniczne pod względem wytwarzanej siły i stanowią preferowane rozwiązanie w przypadku kołnierzy rurociągów wysokiego ciśnienia o średnich i dużych średnicach. Wzrost wydajności pracy zapewnia zwykle zwrot początkowego kosztu zakupu tych narzędzi.

W swoich mechanicznych i hydraulicznych narzędziach do rozpierania kołnierzy firma Equalizer wykorzystuje najnowsze rozwiązania technologiczne. Unikalna blokada wstępna podnosi zarówno bezpieczeństwo, jak i wydajność pracy przy użyciu narzędzi z gamy SW. Technologia rozszerzalnej tulei wykorzystana w gamie narzędzi SG sprawia, że są to najbezpieczniejsze dostępne na rynku narzędzia do rozpierania kołnierzy rurociągów, zwiększające dodatkowo wydajność pracy. Narzędzia Equalizer to bezpieczeństwo, prostota, niezawodność oraz łatwość obsługi i utrzymania.

Firmy zainteresowane dystrybucją prosimy o kontakt z Michałem Machnikiem, dyrektorem ds. sprzedaży i marketingu w Europie michael@equalizerinternational.com

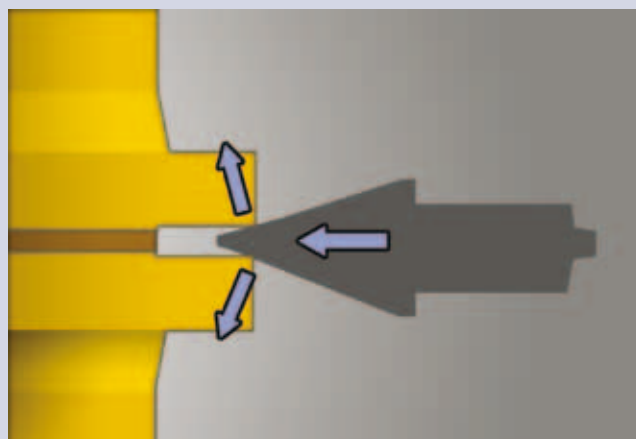
Więcej informacji na temat pełnej gamy oferowanych przez Equalizer International narzędzi do obsługi kołnierzy rurociągów można uzyskać podczas GAS EXPO w Kielcach na stoisku EQUALIZER oraz na www.equalizerinternational.com



Na poniższym rysunku przedstawiono rozkład sił przy użyciu klina rozpierającego firmy Equalizer. Skierowana do dołu siła nacisku klina przenoszona jest prostopadle na powierzchnie przylgowe kołnierza.

Na rysunku po prawej stronie przedstawiono rozkład sił przy użyciu standardowego klina. Skierowana do dołu siła nacisku klina przenoszona jest pod kątem na powierzchnie przylgowe kołnierza. W efekcie powstaje siła działająca

w przeciwnym kierunku, która powoduje wypychanie klina z kołnierza. Może to doprowadzić do naruszenia bezpieczeństwa warunków pracy, jak również spowodować uszkodzenie powierzchni przylgowych kołnierza.



PRZY UŻYCIU TEJ METODY ROZPIERANIA KOŁNIERZY RUROCIĄGÓW NALEŻY ZACHOWAĆ SZCZEGÓLNA OSTROŻNOŚĆ.

EuRoPol GAZ s.a.

Liderem Bezpieczeństwa Technicznego

W ogólnopolskim rankingu Lider Bezpieczeństwa Technicznego, zorganizowanym przez Urząd Dozoru Technicznego pod patronatem Ministerstwa Gospodarki, EuRoPol GAZ – właściciel polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – został uznany za spółkę o najwyższym poziomie bezpieczeństwa technicznego w kategorii Użytkownik. Przyznany tytuł potwierdza, że infrastruktura gazociągowa EuRoPol GAZ s.a. pracuje w sposób bezpieczny, niezawodny i skuteczny.

Statuetkę i wyróżnienie z rąk Jerzego Witolda Pietrewicza, sekretarza stanu w Ministerstwie Gospodarki, oraz Mieczysława Borowskiego, prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, w imieniu spółki odebrał Kazimierz Nowak, prezes zarządu EuRoPol GAZ s.a. Uroczystość odbyła się podczas konferencji „Nauka i technika, gospodarka – doświadczenia i perspektywy”, zorganizowanej przez Urząd Dozoru Technicznego 27–28 listopada 2014 roku w Warszawie.

– *Przyznana nagroda to zasługa zarówno pracowników spółki, jak i firm, z którymi współpracujemy. To kolejny dowód, że polski odcinek gazociągu jamalskiego od ponad 20 lat pracuje w sposób bezpieczny, niezawodny i skuteczny. Nagroda została przyznana godnej firmie* – powiedział prezes EuRoPol GAZ s.a., odbierając wyróżnienie.

Ogólnopolski ranking Urzędu Dozoru Technicznego Lider Bezpieczeństwa Technicznego miał na celu uhonorowanie przedsiębiorstw, które w skali kraju wyróżniają się poziomem bezpieczeństwa technicznego, a także innowacyjnością i wkładem w rozwój gospodarczy. Procedura wyłaniania zwycięzców była kilkustopniowa. Spośród tysięcy przedsiębiorstw wybrano 300 firm, z nich zaś 80 spełniających wymagania regulaminu rankingu, a z nich kolejne 30, po 10 w każdej z trzech kategorii: Wytwarzający, Użytkownik i Modernizujący. Podkreślić należy tu fakt, że dbałość o bezpieczeństwo techniczne oceniane było dla każdego etapu życia urządzenia technicznego, począwszy od projektowania, wytwarzania, eksploatacji, napraw, modernizacji, a skończywszy na wycofaniu z eksploatacji. Naj-



Statuetka EuRoPol GAZ s.a. Lider Bezpieczeństwa Technicznego 2014 w kategorii Użytkownik.

lepszą z najlepszych w kategorii Użytkownik została uznana spółka EuRoPol GAZ.

Zwycięstwo EuRoPol GAZ s.a. w rankingu UDT to dowód najwyższego uznania działań tego przedsiębiorstwa w zakresie dbałości o bezpieczeństwo techniczne, środowisko i bezpieczeństwo ludzi.

To świadectwo, że w obszarze swoich działań w zakresie transportu gazu i utrzymania infrastruktury technicznej polskiego odcinka gazociągu jamalskiego spółka nie tylko spełnia wszystkie wymagania, ale robi to na najwyższym poziomie. Wyróżnienie jest tym cenniejsze, że zostało przyznane przez środowisko niezależnych ekspertów renomowanej polskiej instytucji certyfikującej. W ocenie UDT, EuRoPol GAZ s.a. może być inspiracją i przykładem dla innych, jak sprawnie, kompleksowo i z zachowaniem najwyższej jakości łączyć działalność biznesową z dbałością o bezpieczeństwo techniczne i inwestycjami w innowacyjność.

Chcąc zapewnić jak najwyższe standardy w zakresie bezpieczeństwa, EuRoPol GAZ s.a. w 2008 roku przeprowadził analizę dynamiczną systemów sterowania oraz pomiary sprawdzające poprawność pomiarów w systemie sterowania tłoczniami przez niezależną firmę. Również w 2008 roku EuRoPol GAZ s.a. podjął działania zmierzające do:

- zwiększenia bezpieczeństwa ludzi,
 - zwiększenia bezpieczeństwa urządzeń,
 - zwiększenia niezawodności i utrzymania produkcji,
- polegające na przeprowadzeniu specjalistycznych analiz technicznych: HAZOP, C-HAZOP, LOPA, Graf Ryzyka – SIL.

W celu realizacji tak postawionych zadań EuRoPol GAZ s.a. nawiązał współpracę z uprawnioną jednostką certyfikującą UDT-CERT, która trwa do tej pory i dotyczy tematyki zwiększenia bezpieczeństwa technicznego w obiektach technologicznych polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W ramach tej kooperacji UDT-CERT opracował analizy: HAZOP (określającą bezpieczeństwo procesowe poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w procesach technologicznych), C-HAZOP (określającą bezpieczeństwo poprzez analizę zagrożeń i zdolności operacyjnych w systemach sterowania i automatyki), Graf Ryzyka (określającą wymagany poziom SIL, czyli nienaruszalności bezpieczeństwa) oraz LOPA (określającą skuteczność wprowadzanych i przewidywanych warstw zabezpieczeń). Na podstawie wytycznych i uwag zawartych w powyższych analizach rozpoczęto proces modernizacji systemów bezpieczeństwa przeciwpożarowego oraz systemów zabezpieczeń tłoczni ESD (systemów awaryjnego wyłączenia) na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Najpierw wykonano modernizację systemu wykrywania gazów wybuchowych i pożaru na tłoczniach gazu w Kondratkach oraz

gazociągu jest OGP GAZ-SYSTEM S.A. Od momentu uruchomienia przesyłu gazu, w listopadzie 1999 roku, do końca lutego 2015 roku polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego przetransportowano ponad 400 miliardów metrów sześciennych gazu.



Tłocznia Gazu Ciechanów.

Na polskim odcinku gazociągu jamalskiego rozmieszczonych jest pięć tłoczni gazu: w Kondratkach, Zambrowie, Ciechanowie, Włocławku i Szamotułach. Są to obiekty wyposażone w nowoczesne oprzyrządowanie, obsługiwane przez wysoko wykwalifikowaną załogę, realizujące zadania w sposób ciągły i bezpieczny w każdych warunkach. Stanowią kluczowy element całego systemu, niezbędny do przesyłu gazu na całej długości gazociągu w maksymalnej planowanej ilości.



Tłocznia Gazu Ciechanów.



Wręczenie EuRoPol GAZ s.a. statuetki Lider Bezpieczeństwa Technicznego 2014 w kategorii Użytkownik. Od prawej: Jerzy Witold Pietrewicz, sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki, Kazimierz Nowak, prezes zarządu EuRoPol GAZ s.a., Mieczysław Borowski, prezes Urzędu Dozoru Technicznego, i Przemysław Ligenza, wiceprezes Urzędu Dozoru Technicznego.

Włocławku. Następnie przeprowadzono modernizację systemów wykrywania gazów wybuchowych i pożaru na tłoczniach Zambrow, Ciechanów i Szamotuły. W 2014 roku rozpoczęto na tłoczniach w Kondratkach i Włocławku modernizację systemów zabezpieczeń tłoczni ESD. Przy realizacji tego projektu UDT-CERT aktywnie nadzoruje wdrażanie nowych systemów bezpieczeństwa ESD. W najbliższych latach planowane jest przeprowadzenie analiz RBI (*Risk Based Inspection*), wykorzystujących zasady oceny ryzyka w celu optymalizacji planowania inspekcji i badań profilaktycznych na obiektach części liniowej oraz tłoczniach gazu.

Polским odcinkiem gazociągu jamalskiego, którego właścicielem jest EuRoPol GAZ s.a., przesyłany jest gaz ziemny na potrzeby odbiorców krajowych i zagranicznych. Operatorem

Beata Bieluch
Autorka jest kierownikiem Działu Obsługi Korporacyjnej
EuRoPol GAZ s.a.

Porównanie terminali LNG w Świnoujściu i Kłajpedzie

Maciej Łabuda

W ostatnim czasie często spotykaliśmy się z porównywaniem budowanego w Świnoujściu terminalu LNG z oddanym w ubiegłym roku terminalem w litewskiej Kłajpedzie.

Biorąc pod uwagę kwestie techniczne, proces budowy i aspekty ekonomiczne obu projektów, należy zauważyć, że pod wieloma względami są to nieporównywalne inwestycje i trudno jest doszukać się obiektywnych czynników takiego zestawienia.

Decyzję o rozpoczęciu inwestycji w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego (LNG) podejmuje się, rozpatrując kontekst polityki bezpieczeństwa energetycznego, wpływ terminalu na rynek gazu oraz jego wpływ na środowisko naturalne.

Jednym z głównych założeń leżących u podstaw decyzji o budowie terminalu w Świnoujściu było przygotowanie inwestycji mającej w przyszłości stanowić kluczowy element sieci przesyłowej w naszej części Europy.

W ostatnich latach plan takiej integracji przybrał postać projektu gazowego korytarza północ-południe, który połączy Świnoujście z Krk w Chorwacji. Terminal ma zapewnić niezależność w doborze źródła zaopatrzenia w surowiec (LNG), przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do realizacji dostaw za pośrednictwem zarówno gazowców o standardowej pojemności, jak i największych jednostek typu Q-flex. Przeprowadzone

na etapie planowania analizy techniczne i ekonomiczne potwierdziły jednoznacznie konieczność inwestycji w obecnie realizowanym zakresie.

Głównym celem inwestycji litewskiej w Kłajpedzie było uzyskanie jak najszybciej dostępu do światowego rynku gazu, co pozwala na kupno gazu po cenach rynkowych. Ponadto, terminal może stać się czynnikiem integrującym lokalny rynek gazu krajów bałtyckich: Litwy, Łotwy i Estonii.

Realizując takie założenie, inwestycja w Kłajpedzie, w odróżnieniu od terminalu lądowego w Świnoujściu, wykorzystuje rozwiązanie w postaci terminalu pływającego typu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*). Statek FSRU z zasady osiąga działalność komercyjną w dwa lata.

Ekonomiczny aspekt inwestycji w Kłajpedzie, pomimo skrócenia okresu od podjęcia decyzji do rozpoczęcia działalności komercyjnej oraz wyeliminowania niektórych wyzwań związanych z koniecznością np. dostosowania toru podejściowego, budowy infrastruktury portowej czy konieczności uzyskania wielu decyzji administracyjnych itd., jest nieporównywalny z inwestycją w Świnoujściu. Terminal w Świnoujściu jest własnością państwa polskiego i będzie użytkowany przez 40–50 lat. Terminal w Kłajpedzie jest wdzierżawionym przez państwo litewskie na 10 lat statkiem FSRU. W tym miejscu powinno się też zwrócić uwagę na cenę takiego rozwiązania. Dalsze użytkowanie statku FSRU będzie wymagało przedłużenia okresu dzierżawy statku albo jego wykupienia. Obie opcje wiążą się z dodatkowymi wysokimi kosztami.

Zestawienie pokazujące różnice pomiędzy terminalami

W zakres budowy terminalu w Świnoujściu wchodzi:

- 1) basen zewnętrzny portu Świnoujście (w tym falochron o długości ok. 3 km)
- 2) infrastruktura portowa (nabrzeże, estakady, platforma technologiczna),
- 3) terminal LNG zbudowany na lądzie,
- 4) gazociąg o długości 80 kilometrów,
- 5) stacja przeładunkowa LNG do cystern samochodowych.

W zakres budowy terminalu w Kłajpedzie weszły:

- 1) jetty (pomost/molo) w istniejącym porcie, przy którym cumuje statek FSRU,
- 2) terminal pływający, dzierżawiony statek FSRU,
- 3) gazociąg około 18 kilometrów,

- 4) instalacja do przeładunku LNG na statki (*reloading*), będąca integralną częścią FSRU.

Z opisanych/przedstawionych wyżej różnic obu terminali wynikają ich możliwości eksploatacyjne. Parametry te są następujące:

Terminal w Świnoujściu

1. Może przyjmować metanowce o pojemności od 120 tys. do 216 tys. m³ LNG (w tym statki typu Q-flex),
2. Jego zdolność regazyfikacyjna to 5 mld m³/rok, z możliwością zwiększenia do 7,5 mld m³/rok.

Terminal w Kłajpedzie

1. Może przyjmować metanowce o pojemności od 65 tys. do 160 tys. m³ LNG,
2. Jego zdolność regazyfikacyjna wynosi od 2 do 3 mld m³/rok.

Podobieństwo terminali w Świnoujściu i Kłajpedzie dotyczy przede wszystkim celu, dla którego realizowane są obie inwestycje. W obu wypadkach jest to dywersyfikacja źródeł i kierunków dostawy gazu.

Podstawową różnicą jest natomiast rodzaj terminali (lądowy vs. pływający), a w ślad za tym zakres inwestycji, wielkość i funkcjonalność terminali oraz okres ich użytkowania, a także rola, jaką terminal ma odegrać na regionalnym rynku gazu.

W tym miejscu należy zaznaczyć, że operacyjna zdolność regazyfikacyjna eksploatowanego terminalu nie może przekroczyć maksymalnej przepustowości systemu przesyłowego paliwa gazowego, ustalonej przez operatora tego systemu w punkcie wejścia do systemu.

Projektowana maksymalna zdolność wysyłkowa paliwa gazowego, powstałego z odparowanego/regazyfikowanego LNG, w ściśle określonej temperaturze i ciśnieniu – tzw. warunkach normalnych (N) w terminalu w Świnoujściu wynosi 656 tys. Nm³/h, maksymalna zdolność wysyłkowa po ewentualnej jego rozbudowie może wzrosnąć do 984 tys. Nm³/h.

Maksymalna zdolność wysyłkowa terminalu w Kłajpedzie wynosi obecnie ok. 165 tys. Nm³/h, a od 2016 roku, po wybudowaniu gazociągu Kłajpeda–Kursenai wzrośnie do ok. 428 tys. Nm³/h.

Wynika z tego, że dla ewentualnej oceny zastosowanych rozwiązań, a zwłaszcza próby obiektywnego porównywania terminali w Świnoujściu i Kłajpedzie, należałoby brać pod uwagę wiele czynników. Nie tylko czas realizacji i koszty, ale przede wszystkim cele, oczekiwania co do wielkości terminalu i czasu jego funkcjonowania, poziomu kosztów eksploatacji, sprawności działania, posiadanej infrastruktury towarzyszącej i wiele innych.

Dlatego próby wartościowania czy stawiania za wzór terminalu w Kłajpedzie polskiemu inwestorowi wydają się niezasadne bez podania jednoznacznego kryterium takiej oceny, zaś wszelkie obecnie publikowane na ten temat opinie zostaną zweryfikowane przez czas.

Dynamiczny postęp w dzisiejszych czasach kreuje nowe rozwiązania techniczne, zmienia się też świadomość techniczna zespołów projektowych, powodując, że każdy terminal jest unikalnym przedsięwzięciem. Z całą pewnością można jednak stwierdzić, że realizowane inwestycje w zakresie terminalu, zarówno w Polsce, jak i na Litwie, są istotną zmianą polityki bezpieczeństwa energetycznego obu krajów.

Maciej Łabuda, główny specjalista ds. koordynacji technicznej w Pionie LNG, GAZ–SYSTEM S.A.

Autor dziękuje pracownikom Pionu LNG GAZ–SYSTEM S.A. za współudział w przygotowaniu artykułu.

Dane i informacje do artykułu pozyskano ze stron internetowych terminali Polskie LNG S.A. <http://www.polskielng.pl> i KLAIPEDOS NAFTA S.C. <http://www.sgd.lt/> oraz <http://www.gaz-system.pl/>.

WIZUALNE RÓŻNICE POMIĘDZY TERMINALAMI

Inwestycje w zakresie terminalu LNG

ŚWINOUJŚCIE



KŁAJPEDA



Inwestycje w zakresie terminalu LNG – gazociąg

ŚWINOUJŚCIE



KŁAJPEDA





Alpejczyk ma 15 lat!!!

Włodzimierz Kleniewski

Już po raz 15. (tym razem 12–15 lutego) spotkaliśmy się na Mistrzostwach Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim. W tym roku wróciliśmy do korzeni, bowiem to właśnie w Arłamowie piętnaście lat temu powstało Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji Alpejczyk przy PGNiG SA.

W tym czasie zorganizowaliśmy dziesiątki imprez, w których wzięło udział kilka tysięcy osób. Nasze jubileuszowe spotkanie składało się z kilku elementów. Oprócz zawodów narciarskich, które odbyły się tym razem na stoku obok hotelu, wzięliśmy także udział w konferencji „Rola sportu w biznesie”, koncercie grupy Dżem oraz w sobotniej Gali Sportu, podsumowującej nasze jubileuszowe spotkanie. W ramach konferencji wygłoszono osiem bardzo ciekawych referatów. Zwracano uwagę na szczególną funkcję sportu jako czynnika integrującego oraz uczącego współzawodnictwa zgodnego z zasadami *fair play*.

Bardzo dziękujemy wszystkim uczestnikom i sponsorom biorącym udział w tym ważnym dla nas, jubileuszowym wydarzeniu. Zapraszamy za rok na kolejną edycję mistrzostw, niewykluczone, że też do Arłamowa.

Fot. Łukasz Chmura

Tabela wyników

Kobiety	
Grupa I	
1.	Marzena Majdzik Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Jolanta Sergiej PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze
3.	Urszula Wójcik Stowarzyszenie MSiRALpejczyk
Grupa II	
1.	Małgorzata Włodarz Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Małgorzata Kolbusz Stowarzyszenie MSiRALpejczyk
3.	Urszula Gawlik PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji
Grupa III	
1.	Karolina Czarnecka PGNiG TERMIKA SA Warszawa
2.	Marta Zapart Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Warszawa
3.	Małgorzata Włodarczyk Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
Mężczyźni	
Grupa I	
1.	Artur Warzyński EuRoPol GAZ s.a. Warszawa
2.	Bartłomiej Kowalski INSOFT Sp. z o.o. Warszawa
3.	Paweł Pyszko ANTICOR PPH Sp. z o.o. Wieliczka
Grupa II	
1.	Paweł Szubert Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Aleksy Bartoszewicz PGNiG TERMIKA SA Warszawa
3.	Jan Pezda Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Warszawa
Grupa III	
1.	Marcin Wróbel Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	Marcin Korotyszewski PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze
3.	Adrian Dudek Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy Kraków
Klasyfikacja drużynowa	
1.	Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa
2.	PGNiG TERMIKA SA Warszawa
3.	PGNiG SA w Warszawie Oddział w Zielonej Górze
4.	PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji
5.	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Warszawa
6.	INSOFT Sp. z o.o. Warszawa



Dwa razy więcej energii dla biznesu! Gaz i prąd od PGNiG Obrót Detaliczny

PGNiG Obrót Detaliczny to lider w dostarczaniu gazu do polskich domów i firm.

Z równie wielką energią zaopatrujemy przedsiębiorstwa w prąd. Bezpieczeństwo i niezawodność dostaw obu tych energii od zaufanego partnera, jakim jest PGNiG Obrót Detaliczny, to większy komfort prowadzenia biznesu.



XVIII Konferencja Gazterm

Międzyzdroje, 11-13 maja 2015
Hotel Amber Baltic

Otwarty rynek gazu ziemnego – wyzwania i bariery

Tematyka konferencji:

- Energy Union – rola gazu ziemnego w wymiarze ponadnarodowym – unijnym.
- Skąd kupimy gaz ziemny? Co zrobi z KDT główny gracz rynkowy?
- Skoro nie gaz z łupków to może zwiększymy wydobycie ze złóż konwencjonalnych?
- Nowe dostawy gazu ziemnego w tym LNG do Polski – otwarcie możliwości dostaw z USA.
- Infrastruktura Polski a możliwość zaopatrzenia sąsiadów z terminala LNG.
- Kto tak naprawdę dyktuje warunki gry rynkowej?
- Polskie spółki energetyczne w nowej odsłonie a sprzedaż gazu ziemnego.
Nowa rola PGNiG, PGE, ENEA, TAURON, ENERGIA.
- Otwarty rynek więc nowi w imporcie: AZOTY, KGHM, SHELL, VATTENFALL, inni?
- Kto zajmuje się klientem końcowym?
- Zmiana prawa energetycznego i nowe prawo gazowe w Polsce.

PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



PARTNERZY KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

studio | 4u

70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5, tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17
tel.kom.: 607 220 470, 512 092 384, e-mail: gazterm@gazterm.pl

www.gazterm.pl