

marzec 2014

Przeegląd Gazowniczy

nr 1 (41)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Rozmowa z

Elżbietą Bieńkowską,
wicepremier, minister
infrastruktury i rozwoju

Temat wydania:

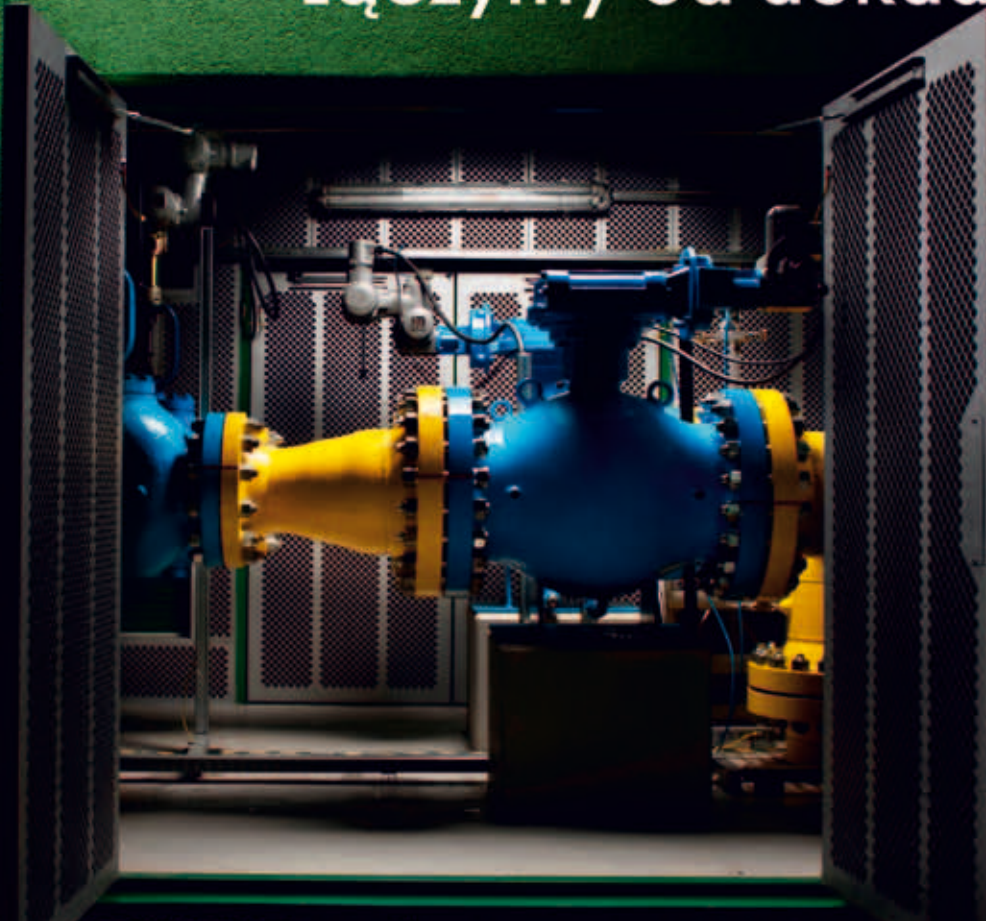
**PIERWSZE PROJEKCJE
POLITYKI ENERGETYCZNEJ
POLSKI 2050**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 03

Łączymy od dekady

A photograph showing a large, industrial gas valve assembly with blue and yellow components, housed within a control room. The room has green walls and perforated metal doors. The valve is mounted on a metal frame and is connected to various pipes and electrical conduits.

Już od 10 lat GAZ-SYSTEM S.A. dba o rozwój sieci przesyłowej w Polsce. Realizowane przez nas inwestycje mają na celu zarówno zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, jak i stworzenie optymalnych warunków do rozwoju rynku gazu ziemnego.

SYSTEM, KTÓRY ŁĄCZY

Z pierwszym tegorocznym numerem naszego kwartalnika uczestniczyć będziemy w IV Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego (23–25 kwietnia br.). I kongresowi podporządkowaliśmy zawartość pisma, by włączyć się w planowane debaty z tematami, które tam będą dyskutowane.

Kluczowa sprawa to polityka energetyczna państwa. Dopominamy się o nową politykę energetyczną Polski od dawna, ale wreszcie w tej sprawie coś „drgnęło” – pojawiły się opracowania ośrodków badawczych i analitycznych (raporty AGH/PAN, WISE/KAPE), a także Departamentu Analiz Strategicznych KPRM w postaci modeli miksu energetycznego dla Polski do 2050/2060 roku. Jest podstawa prognostyczna do dyskusji, a co ważniejsze – w Ministerstwie Gospodarki rozpoczął prace Zespół Doradczy ds. Rozwiązań Systemowych w Sektorze Energetyki. Czy jednak – i kiedy – pojawi się projekt nowej PE – trudno powiedzieć, bo wkroczyliśmy w dwuletni kalendarz wyborczy, a takie tematy jak „rozwiązania systemowe” nie bardzo nadają się na wiece wyborcze.

Czy to jednak precedens? Spójrzmy historycznie – projekt prawa gazowego od 2009 roku czeka na przyjęcie, nawet szcątkowe „trójpaki” procedowane były przez 3 lata. Projekt słynnej ustawy „łupkowej” ujrzał światło po ponad trzech latach, a tzw. ustawa korytarzowa wkracza w szósty rok prac, teraz pod nowym kierownictwem – resortu infrastruktury i rozwoju. Jak widać, młyny legislacji miały powoli.

Jak nasi sąsiedzi zza Odry wzięli się za swoją politykę energetyczną – powstała w pół roku, a jej postanowienia trafiły nawet do umowy koalicyjnej CDU/SPD. To jest poważne traktowanie sprawy bezpieczeństwa energetycznego państwa. Ale ponieważ wydarzenia za wschodnią granicą sprawiły, że wszyscy teraz w Europie nabierają przyspieszenia w regulowaniu bezpieczeństwa wspólnego rynku energii, miejmy nadzieję, że i u nas przełamany zostanie legislacyjny marazm i doczekamy się nowej polityki energetycznej szybko, niezależnie od kalendarza wyborczego. Na ten dokument czeka sektor gazowy ze swoimi inwestycjami w kogenerację, elektroenergetyka, a nawet górnictwo, bo wszystkie te segmenty rynku będą partycypować w polskim miksie energetycznym, wytyczonym modelowo w PE 2050.

Adam Cymer



Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:
Małgorzata Ciemnołowska
PGNiG SA

Maja Girycka
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Zabrze

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. (+48) 22 625 55 48
faks 22 621 14 55
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP
Ewa Księżopolska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topińko, Anna Zabrocka
Nakład 2000 egz.



EXPO-GAS

VIII Targi Techniki Gazowniczey

22-23 kwietnia 2015

- prezentacje nowości
- bogaty program
- konferencje i seminaria
- liczni przedstawiciele branży

Organizatorzy:



www.igg.pl



Patronat medialny:



Targi Kielce S.A., 25-672 Kielce, ul. Zakładowa 1
Dyrektor Produktu - Anna Prędota - tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61, e-mail: predota.a@targi Kielce.pl

TargiKielce

EXHIBITION & CONGRESS CENTER

TEMAT WYDANIA

- 8 **Miks energetyczny – jakie scenariusze dla Polski?**
Maciej Bukowski i Aleksander Śniegocki (WISE) prezentują autorski scenariusz dla rynku energii 2050.
- 12 **Ile gazu do produkcji energii elektrycznej?** Dr Adam Szurlej i dr hab. inż. Lidia Gawlik omawiają raport nt. zapotrzebowania na nośniki energii w Polsce.
- 16 **Prognozy w kształtowaniu polityki energetycznej.**
Stanisław Okrasa i Mirosław Duda (ARE) komentują logikę prognozowania w energetyce.
- 20 **Refleksje dotyczące polityki energetycznej Polski do 2030 r.**
Andrzej Schoeneich przedstawia własną ocenę PE 2030.
- 23 **W Polsce brakuje wizji nie tylko energetycznej, ale i gospodarczej.**
Dr inż. Andrzej Sikora (ISE) ubolewa nad brakiem myśli strategicznej w Polsce.



26

NASZ WYWIAD

- 26 **Uspołecznimy przyjęcie projektu POIiŚ.** Rozmowa z Elżbietą Bieńkowską, wicepremier, minister infrastruktury i rozwoju.

PUBLICYSTYKA

- 28 **Po równi pochyłej?** Cezary Mróz komentuje prawo i zachowania biznesowe na rynku zamówień publicznych.
- 30 **Zmiany w zasadach świadczenia usług dystrybucji w świetle nowej IRIESD.**
Radcy prawni Kamil Iwicki i Adam Wawrzynowicz komentują nowe regulacje.
- 54 **NIK o poszukiwaniach gazu z łupków.** Raport omawia Adam Cymer.
- 55 **GUM wie lepiej.** Problemy z określeniem jasnych zasad prawnej kontroli metrologicznej.
- 56 **Polityka bez strategii.** Adam Cymer omawia konferencję IGG nt. dylematów rozwoju rynku gazu w Polsce.
- 57 **Rozwój transportu bez wsparcia dla CNG i LNG.** Bartłomiej Kamiński krytycznie o polskiej strategii dla transportu.

PGNiG SA

- 36–40 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

GAZ–SYSTEM S.A.

- 42 **GAZ–SYSTEM S.A.** zarządza planem inwestycyjnym przy użyciu metodyki portfolio. Roland Kośka wskazuje na potrzebę wdrażania programów zarządzania projektami w firmach nieprojektowych.

ANALIZA

- 46 **O gazie ziemnym na Białorusi.** Aleksander Wasilewski, radca w MSZ, inauguruje cykl publikacji nt. rynków gazu w krajach byłego Związku Radzieckiego.

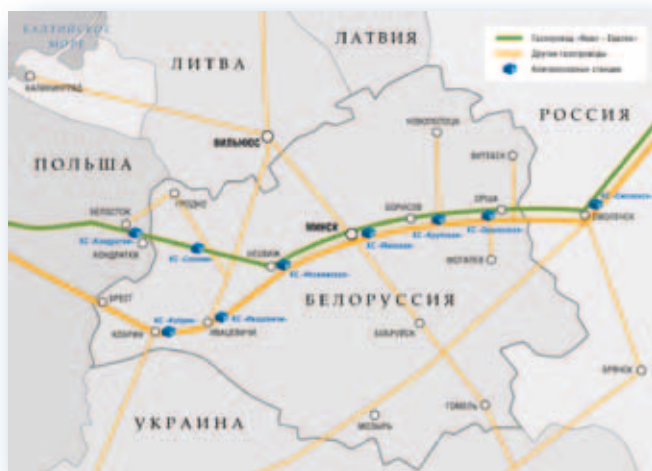
G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 50 **Miejsce Algierii na europejskim rynku gazu ziemnego.** Ryszard Węcowski pisze o trzecim na rynku europejskim dostawcy gazu.

OSOBOWOŚĆ

- 52 **Z instytutu na rynek.** Adam Cymer kreśli sylwetkę dr. inż. Zbigniewa Makowskiego.

Zdjęcie na okładce: Największa w Polsce kopalnia ropy i gazu Lubiaków, oficjalnie otwarta w lipcu ubiegłego roku. Fot. Archiwum PGNiG SA



46

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Rok 2014 rozpoczęliśmy tradycyjnie – od organizacji 17–18 stycznia w Zakopanem sympozjum pt. **„Kolejne wyzwania w rozwoju polskiego rynku gazu”**. Spotkanie zgromadziło liczne grono przedstawicieli firm członkowskich IGG. Szerzej na stronie 56.

Izba Gospodarcza Gazownictwa po raz kolejny objęła patronatem oraz wsparła merytorycznie organizowaną przez Instytut Nafty i Gazu konferencję naukowo-techniczną FORGAZ 2014, która odbyła się w Muszynie 15–17 stycznia br. Tematyka konferencji objęła zagadnienia związane z pomiarem ilości i jakości gazu oraz budową i eksploatacją gazociągów, z uwzględnieniem praktycznych rozwiązań na rynkach niemieckim i ukraińskim.

W styczniu br. IGG zgłosiła do Ministerstwa Gospodarki uwagi **do projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii**. W piśmie wskazujemy, że podstawowe wyzwania związane z implementacją rozporządzenia REMIT w formule wynikającej z proponowanego projektu aktu wykonawczego koncentrują się wokół nadmiernych obciążeń administracyjnych związanych z koniecznością szczegółowego raportowania wszystkich transakcji zawieranych przez uczestników rynku. Zwracamy uwagę na niedostateczny – naszym zdaniem – czas na przygotowanie się uczestników rynku i zorganizowanych platform obrotu do raportowania do agencji (ACER) informacji na temat zawartych kontraktów.

Pod koniec lutego Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła do Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji uwagi **do projektu ustawy o zmianie ustawy o samorządzie gminnym oraz o zmianie niektórych innych ustaw z 4 listopada 2013 r. w części dotyczącej zmian w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych**. Zauważamy, iż opracowywane przez MAiC propozycje mają charakter zasadniczych zmian, niekorzystnych dla branży gazowniczej, podczas gdy – zgodnie z założeniem nowelizacji – zmiany przepisów w zakresie podatku od nieruchomości miały realizować cel, polegający jedynie na doprecyzowaniu przedmiotu opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Tym samym – z perspektywy wysokości daniny płaconej przez podatników – powinno zostać utrzymane *status quo*. Zwracamy przy tym uwagę, iż zrealizowanie postulatów wskazanych we wspomnianych założeniach do projektu ustawy, bez czynnego udziału przedstawicieli zainteresowanych sektorów, będzie bardzo trudne, a potencjalny efekt projektowanych zmian, opracowanych z ograniczonym zaangażowaniem przedstawicieli przemysłu, będzie daleki od założeń Rady Ministrów.

Pod koniec lutego IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki opracowany głównie przez

PSG Sp. z o.o. „Program projektów inwestycyjnych w zakresie dystrybucji paliw gazowych kwalifikujących się do uzyskania dofinansowania w ramach perspektywy budżetowej UE na lata 2014–2020 – aktualizacja”. W wyniku przeprowadzonej aktualizacji listy projektów zgłoszonych do Ministerstwa Gospodarki w ramach *Project Pipeline* w grudniu 2013 roku, ich liczba z obszaru dystrybucji paliw gazowych została ograniczona ze 173 do 75 pozycji, z czego 50 pozycji stanowią projekty z listy podstawowej, a 25 pozycji – projekty z listy rezerwowej. Jednak kwota ogólna, o którą aplikuje dystrybucja, nie uległa tak zasadniczemu zmniejszeniu.

W lutym IGG wystąpiła do Ministerstwa Gospodarki z prośbą o zorganizowanie spotkania w sprawie wdrażania regulacji zawartych w rozporządzeniu ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. **dotyczącym warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie** (Dz.U. z 2013 r., poz. 640) z udziałem przedstawicieli: Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, Głównego Inspektora Nadzoru Budowlanego, Urzędu Dozoru Technicznego oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. Narada odbyła się 3 kwietnia br. (ustalenia podane zostaną w komunikacie Izby Gospodarczej Gazownictwa).

Na początku marca Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła do Urzędu Regulacji Energetyki ogólne uwagi do przekazanego do konsultacji projektu „Zbioru praw konsumenta paliw gazowych”. W opinii IGG, projekt URE nie spełnia kryteriów publikacji adresowanej do masowego odbiorcy. Proponowana formuła zawartości i konstrukcja treści „Zbioru praw konsumenta paliw gazowych” jest skomplikowana językowo, zawiera zbyt dużo fragmentów opisowych dotyczących regulacji prawnych, odnoszących się zarówno do obowiązków firm dystrybucyjnych, jak i sprzedawców gazu. Występują całe rozdziały dotyczące poprawności wskazań układów pomiarowych czy nieuczciwych praktyk rynkowych, a nie ma prostego opisu/analizy, wyjaśniającego zawartość skomplikowanej faktury za gaz. Dodatkowo, brak stabilizacji przepisów prawa energetycznego (nieustanne zmiany od 1998 r.) powoduje, że „Zbiór praw” podlegać będzie ciągłym kosztownym nowelizacjom. Stąd ograniczenie jego zawartości już na tym etapie jest uzasadnione, zwłaszcza że klienci (a jest ich już ponad 6,7 mln) mają coraz większą świadomość, że to oni ponoszą koszty tego typu wydawnictw.

W marcu IGG wystąpiła do przewodniczącego podkomisji nadzwyczajnej do rozpatrzenia projektów ustaw o zmianie ustawy **„Prawo zamówień publicznych”**, zgłaszając swoje zainteresowanie udziałem w pracach nad nowelizacją ustawy z 29 stycznia 2004 r.



Agnieszka Rudzka

„Prawo zamówień publicznych”. Celem zaangażowania IGG w prace podkomisji jest wypracowanie efektywnych rozwiązań usprawniających funkcjonowanie polskiej gospodarki w obszarze zamówień publicznych, w tym udzielanych na rynku gazownictwa.

20 marca br. na posiedzeniu podkomisji nadzwyczajnej w sprawie rządowego **projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu** przyjęto końcowe uwagi do projektu ustawy i skierowano go do zatwierdzenia przez Sejm. Wobec nadzwyczajnej sytuacji na Ukrainie zakłada się, że ustawa zostanie szybko przyjęta.

8 kwietnia br. w Poznaniu podczas Targów INSTALACJE 2014 odbyła się **konferencja Rynku Urządzeń Grzewczych**, zorganizowana wspólnie przez Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych i Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Obok podsumowania trendów zaistniałych w ostatnim roku na rynku urządzeń grzewczych, podczas konferencji poruszona została również kwestia programu wsparcia dla energetyki prosumenckiej PROSUMENT.

Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do udziału w **IV Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego**, który odbędzie się w Ossie 23–25 kwietnia pod hasłem „10 lat w Unii Europejskiej. Kolejne wyzwania dla gazownictwa”. Kongres otworzy sesja inauguracyjna pt. „Bilans 10-lecia obecności Polski w UE – korzyści i wyzwania dla rynku energii”. W drugim dniu kongresu przewidziane zostały dwie sesje, których zakres merytoryczny obejmie m.in. założenia dotyczące nowej polityki energetycznej oraz uwarunkowania regulacyjne i branżowe determinujące rozwój rynku gazu ziemnego. Trzecia sesja będzie miała charakter podsumowujący kongres i zakończy się przyjęciem uchwały IV KPPG. W kongresie wezmą udział przedstawiciele parlamentów UE i RP, urzędów centralnych, uczelni wyższych i stowarzyszeń technicznych, jak również znani eksperci i praktycy szeroko pojętej branży energetycznej.

● **30 grudnia 2013 r.** Rada Nadzorcza PGNiG SA podczas posiedzenia 30 grudnia 2013 roku zakończyła postępowanie kwalifikacyjne. Decyzją Rady Nadzorczej PGNiG SA prezesem spółki został Mariusz Zawisza. Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała na członków zarządu na nową kadencję: Jerzego Kurellę na stanowisko wiceprezesa ds. handlowych, Jarosława Bauca na stanowisko wiceprezesa ds. finansowych, Zbigniewa Skrzypkiewicza na stanowisko wiceprezesa ds. poszukiwań i wydobywania oraz Andrzeja Parafianowicza na stanowisko wiceprezesa ds. korporacyjnych.

Zarząd powołano na trzyletnią kadencję, która rozpoczęła się 30 grudnia 2013 roku i potrwa do 30 grudnia 2016 roku. Podczas posiedzenia 3 kwietnia 2014 r. Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała Waldemara Wójcika, wybranego przez pracowników PGNiG SA, na stanowisko członka zarządu spółki.

● **2 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA otworzyło nowy kawernowy podziemny magazyn gazu Kosakowo w północnej Polsce. Magazyn poprawi warunki przesyłu gazu na Pomorzu, a przede wszystkim zapewni ciągłość dostaw oraz zwiększenie możliwości podłączenia do systemu nowych odbiorców. W części górniczej udało się uzyskać większą pojemność czynną magazynu składającego się obecnie z dwóch komór. Ich łączna pojemność czynna – po ustabilizowaniu warunków geomechanicznych i termodynamicznych – wynosić będzie 61,2 mln m³ gazu zamiast planowanych 51,2 mln m³. Tak duży przyrost pojemności czynnej – prawie o 20% – związany z wykonaniem większych kawern solnych – możliwy był dzięki sprzyjającym warunkom geologiczno-górnicyzycznym występującym w pokładowym złożu soli „Mechelinki”. PGNiG SA szacuje, że w związku ze sprzyjającymi warunkami geologiczno-górnicyzycznymi, występującymi w pokładowym złożu soli „Mechelinki” możliwe jest uzyskanie w 2021 roku pojemności czynnej ok. 300 mln m³ gazu, a po wybudowaniu klastrow C i D pojemność czynną magazynu KPMG Kosakowo może wynieść ok. 600 mln m³ gazu.

● 14 stycznia br. Włoski koncern Eni zrezygnował z dwóch koncesji na poszukiwanie gazu z łupków w Polsce (Młynary i Malbork). Wcześniej decyzję

o wycofaniu się z poszukiwań w Polsce podjęły koncerny: Exxon, Talisman i Marathon Oil.

● **20 stycznia br.** Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA sprzedała 16,1 mld m³ gazu ziemnego w 2013 roku, co oznacza wzrost sprzedaży o ok. 1,2 mld m³ w stosunku do 2012 r. Wydobywanie gazu wzrosło do 4,6 mld m³ w 2013 roku – z 4,3 mld m³ w 2012 roku.

W 2013 roku ponaddwukrotnie wzrosło wydobywanie ropy naftowej i wyniosło ok. 1,1 mln ton w 2013 roku w porównaniu z 0,5 mln ton w analogicznym okresie ubiegłego roku. Tak znaczny wzrost wydobywania ropy naftowej ma związek z otwarciem największej w Polsce Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów oraz uruchomieniem wydobywania w Norwegii przez spółkę PGNiG Upstream International. W 2013 roku GK PGNiG osiągnęła ponad 1,9 mld zł zysku netto, głównie dzięki rekordowe-

mu wydobywaniu ropy naftowej po uruchomieniu produkcji z kopalni Lubiatów i ze złoża Skarv na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

GK PGNiG zanotowała także 12-procentowy wzrost przychodów ze sprzedaży – do ponad 32 mld zł w 2013 roku wobec 28,7 mld zł w roku 2012. Wzrost przychodów zanotowano we wszystkich segmentach sprzedaży. Przychody ze sprzedaży ropy naftowej wzrosły o 1,5 mld zł w porównaniu z 2012 rokiem, a przychody ze sprzedaży gazu wysokometanowego wzrosły o 1,2 mld zł. Przychody segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie w 2013 roku wyniosły 6,26 mld zł, czyli o 45% więcej w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Segment Dystrybucja zanotował prawie 20-procentowy wzrost przychodów ze sprzedaży – do 4,25 mld zł w 2013 roku.

● **24 stycznia br.** GAZ-SYSTEM S.A. uruchomił rynek usług bilansujących. Jest on nowoczesnym rynkowym narzędziem

XX Plebiscyt o tytuł „Złotego inżyniera”

Tegoroczna gala podsumowująca XX Plebiscyt o tytuł „Złotego Inżyniera” odbyła się z udziałem Bronisława Komorowskiego, prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej, w Pałacu Prezydenckim w Warszawie.

Prezydent wręczył odznaczenia państwowe zasłużonym członkom Naczelnej Organizacji Technicznej. Wśród odznaczonych była Teresa Laskowska, która otrzymała Złoty Krzyż Zasługi. Po tej uroczystości wręczono statuetki i dyplomy laureatom jubileuszowej, XX edycji plebiscytu „Złoty inżynier”. Wśród wyróżnionych była Anna Zajezińska, dr inż. chemii po Politechnice Krakowskiej, wyróżniona w konkursie Kobieta Wynalazca, autorka 121 patentów związanych ze smarami, z Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. „Srebrnym inżynierem” w kategorii „ekologia” został Grzegorz Rosłonek, dr nauk technicznych, chemik po Uniwersytecie Warszawskim, dyrektor Centralnego Laboratorium Gazownictwa PGNiG SA.



Na zdjęciu: wśród gości tegorocznej gali obecni byli „złoci inżynierowie” z poprzedniej edycji plebiscytu, przedstawiciele środowiska gazowniczego. Od lewej: Zygmunt Trąba, Teresa Laskowska, Kazimierz Nowak, Janusz Tokarzewski i Mieczysław Menżyński.

służącym do zapewnienia operatorowi możliwości zarządzania ograniczeniami systemowymi i bilansowania systemu przesyłowego. W ramach Rynku Usług Bilansujących uczestnicy tego rynku będą mogli składać do GAZ-SYSTEM S.A. oferty na usługi systemowe, tj. dostawę lub odbiór paliwa gazowego zarówno w punkcie wirtualnym, jak i w konkretnych punktach fizycznych (tzw. produkt lokalizowany).

● **1 lutego br.** Energetyczne Centrum S.A., Neas Energy S/A oraz Tauron Sprzedaż sp. z o.o. podpisały z GAZ-SYSTEM S.A. umowę ramową na przesył paliwa gazowego. Operacyjną współpracę w zakresie obrotu gazem rozpoczęła również PKP Energetyka S.A. Tym samym liczba klientów przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. wzrosła do 53 podmiotów.

● **29 stycznia br.** Günther Oettinger, komisarz Unii Europejskiej ds. energii, skrytykował planowane przyjęcie celu redukcji emisji CO₂ w ramach europejskiej polityki klimatycznej do 2030 roku. Podczas konferencji w Brukseli „Przemysł ma znaczenie”, niemiecki komisarz jednoznacznie stwierdził, że „arogankie i głupie” jest przekonanie, że polityka klimatyczna ocali świat. Proponowane podniesienie progu redukcji emisji CO₂ powyżej 35% w perspektywie 2030 roku i do 20 proc. do 2020 r. jest – jego zdaniem – niewykonalne. – *Pogląd, że Europa odpowiadająca za 4,5 procent globalnych emisji może uratować świat*

Prace kontynuował Komitet Standardu Technicznego.

Do ankiety w I kwartale 2014 skierowano następujące projekty standardów technicznych:

- ST-IGG-0202:2014 Pomiary i rozliczenia paliwa gazowego,
- ST-IGG-0704:2014 Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odorometrycznymi,
- ST-IGG-1901:2014 Kontrola połączeń zgrzewanych doczołowo i elektrooporowo przy budowie gazociągów z polietylenu. Wymagania i zalecenia,
- ST-IGG-2601:2014 Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe 1,6 MPa. Wymagania w zakresie organizacji, wyko-

Wałbrzych dopłaci do wymiany kotła

Między miastem Wałbrzych i PGNiG SA zostało zawarte porozumienie o współpracy w zakresie zastąpienia gazem ziemnym dotychczasowego paliwa stałego wykorzystywanego do celów grzewczych przez mieszkańców miasta.

Wałbrzych jest drugim po Krakowie miastem w Polsce, w którym PGNiG będzie realizować ten program. – *Umożliwiamy mieszkańcom Wałbrzycha pozyskanie środków finansowych stanowiących częściową refundację kosztów zakupu urządzeń grzewczych opalanych gazem ziemnym, instalowanych w miejsce likwidowanych dotychczasowych źródeł ciepła* – wyjaśnia Agnieszka Chmielarz (na zdjęciu po prawej), zastępca dyrektora departamentu handlu detalicznego PGNiG. Spółka przeznaczyła w tym roku na ten cel 204 000 zł, z czego do



wykorzystania przez mieszkańców Wałbrzycha – 162 000 zł. Jeśli program się sprawdzi, spółka zakłada zwiększenie środków.

– *To kolejny krok do realizacji Programu Zielony Wałbrzych 2020, którego elementem jest Program Ograniczenia Niskiej Emisji. Miasto dofinansuje także konwersję kotłów, nawet do 50% całości kosztów, jednak nie więcej niż 5000 zł. Będziemy uwzględniać wymiany dokonywane od 1 stycznia br.* – powiedział Roman Szelemej, prezydent Wałbrzycha (na zdjęciu po lewej).

jest nierealistyczny – powiedział G. Oettinger. – *Tkwienie w takim przekonaniu przyniosło Europie niepowetowane straty. Ucieczkę, a zatem i likwidację przemysłu. Wystarczy spojrzeć na USA, by zobaczyć, że trzeba zrobić wszystko dla ratowania produkcji.*

● **12 lutego br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo odkryło złożę gazu ziemnego na koncesji Zalesie-Jodłówka-Skopów w województwie podkarpackim. Wstępnie szacuje się, że zasoby gazu w odkrytym złożu kształtują się na poziomie kilku mld m³. PGNiG pla-

nuje, że pierwsze otwory będą eksploatowane w drugiej połowie 2015 roku. Spółka zakłada, że w pierwszym roku eksploatacji wydobyte z nowych odwiertów wynosić będzie około 100 000 m³ na dobę.

● **12 lutego br.** Komisja PE ds. Środowiska poparła nowelę dyrektywy o ocenie oddziaływania inwestycji na środowisko w formie uzgodnionej w grudniu z krajami UE. Nie ma więc w niej obowiązku przeprowadzania pełnej oceny projektów gazu łupkowego już na etapie poszukiwań. Przepis, który mógłby zmniejszyć opłacalność poszukiwań gazu z łupków, został zdecydowanie odrzucony pod koniec ub.r. przez koalicję, w skład której – poza Polską – weszły: Węgry, Czechy, Słowacja, Rumunia oraz Wielka Brytania. Obowiązek przeprowadzania pełnej oceny oddziaływania na środowisko projektów poszukiwania gazu łupkowego z użyciem szczelinowania hydraulicznego został wprowadzony do projektu dyrektywy w październiku ub.r. przez Parlament Europejski. Nie było jednak dużej większości dla tego zapisu i upadł w negocjacjach z krajami UE.

● **8 marca br.** Grupa Wyszehradzka zaapelowała do Kongresu USA o przyspieszenie eksportu gazu. List wysłali ambasadorowie Polski, Węgier, Słowacji i Czech w Waszyngtonie do przewodniczącego Izby Reprezentantów, republiko-

dokończenie na str. 58

Miks energetyczny – jakie scenariusze dla Polski?

Maciej Bukowski, Aleksander Śniegocki

Początek tego roku w europejskiej energetyce na pewno nie był nudny. Złe wyniki dużych spółek energetycznych w Niemczech, eskalacja napięć między Rosją i Ukrainą oraz zgłoszona pod koniec stycznia przez Komisję Europejską propozycja nowej strategii energetyczno-klimatycznej do roku 2030 to tylko wybrane wydarzenia, wokół których ogniskowała się uwaga obserwatorów europejskiego rynku energii w pierwszym kwartale tego roku.

Z e szczególną intensywnością zaznaczyły się one w Polsce, której gospodarka jest znacznie silniej niż gospodarki państw zachodnioeuropejskich uwrażliwiona na wszelkie zdarzenia na rynkach energetycznych. Powodem jest – z jednej strony – profil technologiczny naszej elektroenergetyki i ciepłownictwa, z powodów historycznych zdominowany przez węgiel kamienny i brunatny, a z drugiej – relatywnie duża rola, jaką w naszej gospodarce pełnią branże energochłonne: hutnictwo żelaza i stali, przemysł nawozowy, cementowy czy papierniczy. Jeśli wierzyć polskim politykom, zmiana tego stanu rzeczy przekracza nasze możliwości. Co prawda, pojawiają się głosy o potrzebie rozwoju energetyki jądrowej, rozbudowie siłowni wiatrowych czy oparciu naszego ciepłownictwa na gazie, jednak nikną one w dominującym *unisono*, zgodnie z którym znacząca przebudowa polskiego miksu energetycznego jest w Polsce mrzonką. Czy słusznie?

Zgodnie z doświadczeniami wielu krajów, całkowita przebudowa technologiczna sektora energetycznego jest nie tylko w pełni wykonalna, ale może być efektem świadomego wyboru strate-

gicznego, zmierzającego do wzmocnienia własnej, długookresowej niezależności energetycznej od sytuacji międzynarodowej na rynkach surowcowych. Przykłady krajów, które w okresie trzydziestu–czterdziestu lat całkowicie przebudowały swoje miksy energetyczne, sugerują, że czynnikami sprzyjającymi takiej transformacji są zwykle rosnące ceny energii w wyniku pogorszenia dostępności jej tradycyjnych źródeł, którym towarzyszy rozwój nowych technologii wytwarzania, wraz z rosnącym popytem na energię. W naszym przekonaniu, w kolejnych dwóch dekadach właśnie z takim splotem okoliczności zetknie się Polska, a tym samym koniunktura dla zmiany technologicznego paradygmatu naszej energetyki jest szczególnie korzystna.

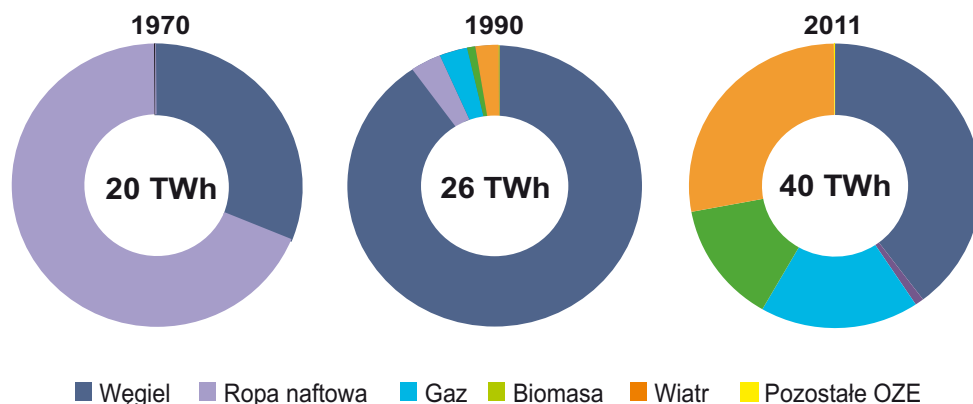
Punktem wyjścia była ocena ekspercka obecnych zasobów infrastruktury produkcyjnej oraz planów inwestycyjnych spółek energetycznych, zderzona z szacunkami polskiego potencjału efektywnościowego w obszarze efektywności energetycznej, oszacowanego w raporcie „2050.pl – podróż do niskoemisyjnej przyszłości” (www.np2050.pl). Zebrane w ten sposób założenia przetworzono przez zestaw modeli mikro- i makroekonomicznych oraz systemowych, przygotowanych przez zespół WISEInstitute w celu uzyskania prognozy popytu na energię finalną, pierwotną oraz optymalnych inwestycji w elektroenergetyce do roku 2050.

W naszej prognozie uwzględniliśmy popyt i podaż energii, opierając się na szerszej projekcji zużycia energii w całej gospodarce. Po stronie popytowej wzięliśmy pod uwagę m.in. oczekiwany wzrost gospodarczy, który szacujemy na ok. 3,2–3,4% rocznie w perspektywie roku 2030 i o około 0,6% mniej w okresie następnym. Rozpatrujemy także, na poziomie poszczególnych branż, długookresowe trendy poprawy energochłonności polskiej gospodarki, uzupełnione o dodatkowe działania obniżające zużycie energii (m.in. energooszczędne budownictwo, energooszczędny sprzęt AGD/RTV, nowe, efektywniejsze paliwowo samochody).

Z kolei po stronie podażowej modelujemy zachowania inwestorów w zakresie produkcji energii elektrycznej oraz (w sposób wyodrębniony) produkcji ciepła sieciowego, uwzględniając nie tylko rynek hurtowy, lecz także odmienną od niego perspektywę prosumenta. Efektem obliczeń jest optymalny kosztowo miks technologiczny dla polskiej energetyki na lata 2014–2050.

Szacujemy, że utrzymanie dotychczasowych trendów, poprawiających stopniowo efektywność energetyczną polskich

Struktura produkcji energii elektrycznej w Danii



Źródło: Projekt Niskoemisyjna Polska 2050.

firm i gospodarstw domowych, umożliwiłoby ponaddwukrotnie podniesienie jej do połowy wieku, dzięki czemu nasze zużycie energii na mieszkańca odpowiadałoby średniej dla UE-28 w 2010 r. W prognozie założyliśmy jednak, że dodatkowe, choć wdrażane stopniowo, działania polityki publicznej na rzecz ograniczenia energochłonności polskiej gospodarki pozwolą obniżyć zużycie energii na jednostkę produktu o kolejne 20%, dzięki czemu zużycie energii na osobę po roku 2020 ustabilizuje się na stałym poziomie, przy czym jednocześnie zmieni się relatywne znaczenie poszczególnych nośników energii, z rosnącą rolą energii elektrycznej, a spadającą ciepła i węgla w gospodarstwach domowych i sektorze usługowym. Największy potencjał poprawy efektywności energetycznej leży bowiem w sferze ogrzewania budynków oraz ograniczenia paliwochłonności samochodów. Najmniejszy – w obniżaniu elektrochłonności, której poprawa jest, co prawda, możliwa, jednak w wyniku zerwania większości nisko wiszących owoców (oświetlenie, standardy AGD/RTV) raczej ewolucyjna niż rewolucyjna. Naszym zdaniem, obniżanie energochłonności do 2050 r. będzie więc dotyczyło głównie paliw transportowych oraz ogrzewania, **na rynku energii elektrycznej będzie dominował trend wzrostowy**, spowodowany postępującą elektryfikacją gospodarki. Wzrost popytu na energię elektryczną będzie napędzany przede wszystkim przez zmiany w strukturze zużycia energii

elektrycznej oraz ciepła sieciowego sprawią, że pomimo zakładanego postawienia polityki publicznej na rozwój kogeneracji jako technologii oszczędzającej paliwa, udział CHP w produkcji energii elektrycznej w Polsce nie wzrośnie znacząco.

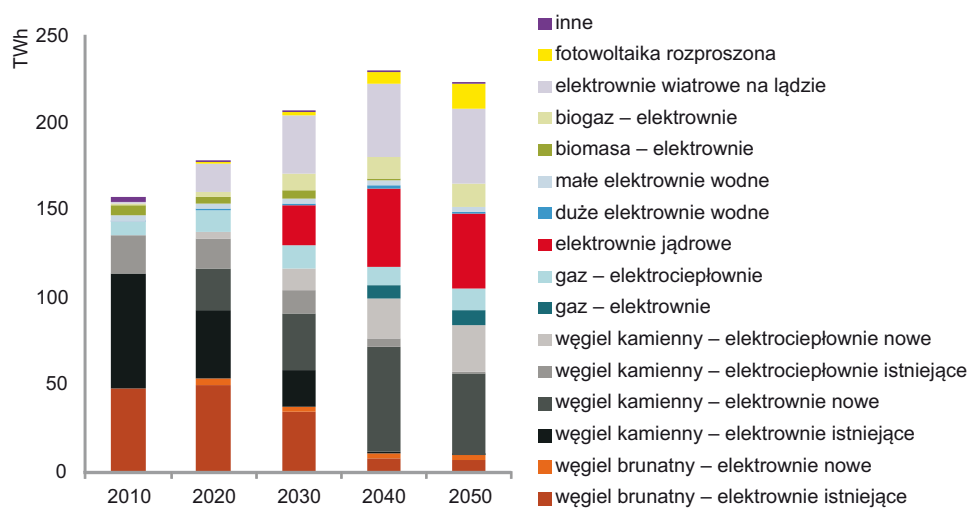
Przy szacowaniu strony podażowej wykorzystaliśmy wiele krajowych i europejskich dokumentów strategicznych, przyjmując m.in., że **międzynarodowa presja na redukcję emisji gazów cieplarnianych zostanie utrzymana w nadchodzących dekadach**, a europejska polityka klimatyczna będzie kontynuowana, m.in. poprzez utrzymanie systemu EU ETS i relatywnie łagodny, stopniowy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂. Wobec braku jednoznacznej akceptacji politycznej dla ambitnego kształtu unijnej polityki klimatycznej do 2050 roku (80% redukcji emisji względem 1990 r.) nie zakładamy konkretnych, wiążących celów redukcji emisji. Zakładamy natomiast, że do połowy stulecia **nastąpi rozwój europejskich rynków energii** oraz infrastruktury przesyłowej, co zapewni dywersyfikację i stabilność dostaw nośników energetycznych, zwłaszcza gazu ziemnego. Przyjęliśmy też, że **nie dojdzie do istotnych zmian w strukturze opodatkowania nośników energii**, zwłaszcza do wprowadzenia podatku od emisji dla sektorów non-ETS. Realizowany za to będzie **program polskiej energetyki jądrowej**, z możliwością dalszego rozwoju po 2035 roku w razie stwierdzenia opłacalności budowy kolejnych elektrowni

jądrowych, zaś **obecne, europejskie regulacje środowiskowe zostaną wdrożone**. Ze względu na zasadę dotrzymania zobowiązań formalnoprawnych przez państwo zakładamy, że rola **odnawialnych źródeł energii w krajowym bilansie energetycznym nie spadnie poniżej poziomu z roku 2020**. Podobnie jak w przypadku programu jądrowego, ewentualny wzrost udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym po roku 2020 będzie wynikał z przewagi konkurencyjnej danej technologii na rynku, a nie z uruchomienia dodatkowych narzędzi wsparcia.

Prognozy cen paliw kopalnych oparliśmy na centralnym scenariuszu najnowszej edycji *World Energy Outlook* Międzynarodowej Agencji Energetycznej, przy czym

dla cen gazu ziemnego przyjęliśmy, że zbliżą się one do średniej europejskiej w perspektywie 2020 roku – wraz z postępującą integracją rynku gazowego. Ze względu na brak wiarygodnych danych o krajowym potencjale wydobywczym niekonwencjonalnych złóż gazu łupkowego zakładamy konserwatywnie brak istotnego wpływu wydobycia krajowego na kształtowanie się cen tego paliwa. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS odbijają się z historycznie niskiego poziomu, jaki ukształtował się w następstwie kryzysu finansowego lat 2008–2009. Zakładamy, że do 2025 roku wyniesie ona 20 EUR 10/t CO₂, aby w kolejnych latach rosła w tempie 1 euro/rok aż do 2050 roku, osiągając poziom 45 EUR 10/t CO₂.

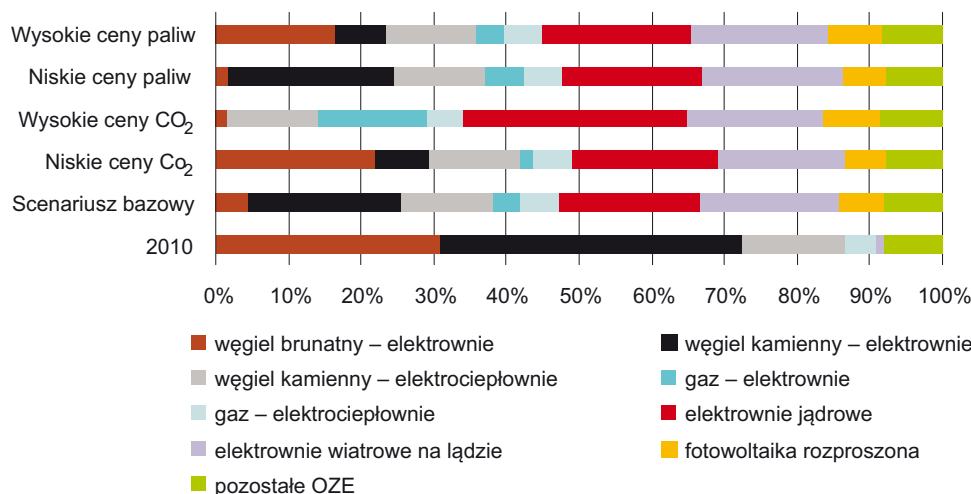
Produkcja energii elektrycznej w Polsce



Źródło: model WISE POESSIA.

finalnej w przemyśle. Będzie to wynikać z modernizacji struktury branżowej polskiego przemysłu w kierunku produkcji o wyższym stopniu złożoności, wymagających użycia tej formy energii. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca zbliży się przy tym do średniej UE. Przewidujemy, że popyt brutto na energię elektryczną zwiększy się o ok. 40% – ze 158 TWh w roku 2010 do 223 TWh w roku 2050, a zapotrzebowanie na moc zwiększy się z obecnych 29 GW do 42 GW po roku 2040. Z kolei popyt na ciepło sieciowe osiągnie szczyt w latach 2020–2030, a następnie zacznie się stopniowo zmniejszać. Wynika to z przewidywanego rozwoju budownictwa energooszczędnego oraz dalszych działań termomodernizacyjnych. Odmienne trendy rozwoju rynku energii

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2050 roku



Źródło: model WISE POESSIA.

Przy tych założeniach, za pomocą optymalizacyjnego modelu polskiego systemu energetycznego POESSIA (*Polish Energy System Simulations Analytics*) jesteśmy w stanie oszacować optymalny (tj. najbardziej ekonomiczny finansowo, a jednocześnie rynkowo i technologicznie realizowany), kształt polskiego miksu energetycznego. Przewiduje on, że do roku 2050 **węgiel kamienny** pozostanie najważniejszym źródłem energii w elektroenergetyce, jednak jego rola jako podstawowego paliwa dla niej znacznie zmaleje. Z drugiej strony, **węgiel brunatny** przegra konkurencję z węglem kamiennym ze względu na wzrost cen uprawnień oraz stabilizację

cen węgla kamiennego w długim okresie. **OZE będą rozwijać się na dwóch poziomach – systemowym** (farmy wiatrowe) i **rozproszonym** (głównie fotowoltaika, ale też biogazownie). Źródła te osiągną, naszym zdaniem, konkurencyjność już przed 2030 rokiem, jednak ich udział ograniczają czynniki techniczne (ograniczona dyspozycyjność źródeł, ograniczony potencjał biogazowni). Z kolei przewidywana w rządowych planach **energetyka jądrowa** rozwijana będzie stopniowo, jej udział w miksie w 2050 r. będzie ograniczony ramami czasowymi i stagnacją popytu na energię w latach 2040–2050. Niewielką rolę w naszym systemie odegrają **elektrownie gazowe**, służące przede

wszystkim jako rezerwa i uzupełnienie mocy o ograniczonej dyspozycyjności, w tym zwłaszcza wiatru i słońca.

Ze względu na wysoką niepewność dotyczącą przyszłych ścieżek cen paliw oraz uprawnień do emisji można zadać pytanie o rolę tych czynników dla ostatecznego kształtu oszacowanego miksu energetycznego. W tym celu oprócz przedstawionego scenariusza bazowego przeanalizowaliśmy dodatkowe cztery warianty: wysokich (sięgających 85 EUR/t CO₂e) i niskich (nieprzekraczających 25 EUR/t CO₂e) cen uprawnień do emisji oraz wysokich i niskich cen importowanych paliw kopalnych. Przy niskich cenach uprawnień energetyka oparta na emisyjnym węglu brunatnym pozostaje atrakcyjną opcją dla inwestorów. Dłuższe utrzymywanie konkurencyjności kosztowej energetyki węglowej sprawia, że szybki rozwój farm wiatrowych na lądzie następuje dopiero pod koniec analizowanego okresu. Również rozwój energetyki rozproszonej jest wolniejszy niż w scenariuszu bazowym, jednak nadal następuje dzięki aktywności inwestycyjnej tzw. prosumentów, których bodźce do działania się nie zmieniają.

Wysokie ceny uprawnień spowodują wzrost relatywnej konkurencyjności elektrowni gazowych. Produkcja energii elektrycznej z węgla skurczy się, a istniejące pod koniec okresu moce węglowe zaczną pełnić rolę elektrowni szczytowych i rezerwowych. Równoległe powstaną nowe elektrownie jądrowe, a źródła odnawialne rozwiną się szybciej niż w scenariuszu bazowym.

Scenariusz niskich cen paliw jest zbliżony do scenariusza bazowego. Węgiel kamienny umacnia w nim swoją pozycję względem węgla brunatnego, a rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych zostaje nieznacznie spowolniony. W scenariuszu wysokich cen paliw wyższe ceny węgla kamiennego przekładają się na podjęcie decyzji o budowie nowych bloków opartych na węglu brunatnym, nawet mimo stopniowego zaostrzania polityki klimatycznej. Szybszy wzrost cen paliw stanowi dodatkową zachętę dla rozwoju energetyki opartej na OZE.

Niezależnie od rozważanego scenariusza, do 2050 roku nastąpi dwukrotny realny wzrost cen na rynku hurtowym (lub pojawi się rynek mocy analogicznie wpływający na ceny dla odbiorców finalnych), przy czym głównym czynnikiem cenotwórczym będą koszty rozbudowy modernizacji infrastruktury wytwórczej. Wzrost

Model systemu energetycznego POESSIA

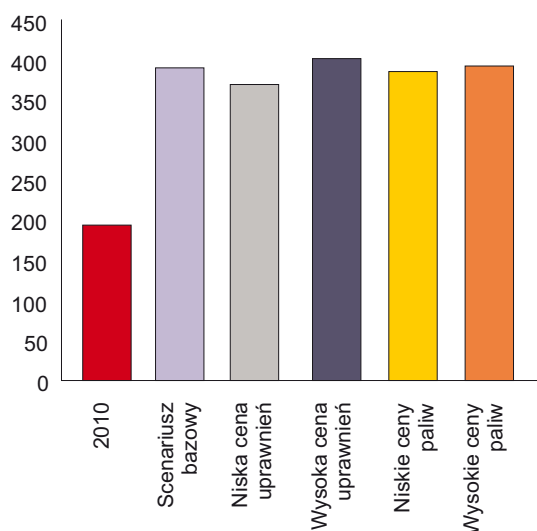
Model POESSIA zawiera m.in. szczegółowy moduł produkcji energii elektrycznej i ciepła, w tym moduł oceny LCOE, moduł rynku energii uwzględniający dynamiczne krzywe podaży, zintegrowany z modułem prosumenckim, symulującym decyzje inwestycyjne odbiorców finalnych energii elektrycznej. Istotną cechą modelu POESSIA jest odejście od nazbyt upraszczającego podejścia, zakładającego funkcjonowanie „centralnego planisty” na rynku energii. Poszczególni producenci, a także konsumenci stający się prosumentami, podejmują decyzje z poziomu mikro. Przekłada się to na cały system, zwłaszcza na rzeczywiste możliwości wykorzystania technologii wymagających pracy w podstawie systemu. Model zawiera rzeczywiste dane o istniejących instalacjach energetycznych w Polsce, ich parametrach i oczekiwanej długości pracy, a także jest zintegrowany z wielowymiarową bazą danych, opisującą, na podstawie literatury przedmiotu i danych rynkowych, wszystkie główne technologie energetyczne dostępne na rynku oraz ich rozwój w przyszłości. Zawiera on także moduł polityki klimatycznej, umożliwiający śledzenie wpływu systemu EU ETS na opłacalność poszczególnych opcji inwestycyjnych. POESSIA umożliwia symulacje przyszłych optymalnych i suboptymalnych mikсів energetycznych, ocenę wpływu, jaki postępy w efektywności energetycznej w budynkach czy transporcie wywrą na popyt na energię finalną i pierwotną, wyznaczenie hurtowej ceny energii przy użyciu rynkowych kosztów krańcowych, a także cen energii dla odbiorców końcowych i całkowitych kosztów transformacji energetycznej w dowolnym pożądanym kierunku, w tym kierunku w danych warunkach kosztowo-optymalnym.

Źródło: WISE Institute

znaczenia OZE, dzięki rozwojowi technologii oraz specyfice rozproszonego modelu wytwarzania energii, a także realizacja programu energetyki jądrowej sprawią, że w długim okresie emisyjność i paliwochłonność polskiej elektroenergetyki znacząco spadnie. Przełoży się to na ograniczony wpływ wahań cen uprawnień oraz paliw kopalnych na poziom cen energii.

W kolejnych dekadach należy się więc spodziewać stopniowej transformacji miksu energetycznego Polski. Znacząco zwiększy się rola instalacji pozyskujących energię z wiatru i słońca, istotnym elementem rynku stanie się także energetyka jądrowa. Należy spodziewać się rozwoju bloków gazowych, jednak ich rola będzie ograniczona do mocy szczytowych oraz stabilizujących pracę systemu z wysokim udziałem niestabilnych OZE. Dywersyfikacja miksu nie oznacza jednak całkowitego odejścia od węgla w polskiej energetyce. Od dynamiki cen paliw oraz uprawnień do emisji zależy, czy energetyka węglowa w perspektywie 2050 roku będzie

Cena energii na rynku hurtowym w 2050 roku, zł/MWh



Źródło: model WISE POESSIA.

oparta zarówno na węglu kamiennym, jak i brunatnym, czy głównie na tym pierwszym paliwie.

* * *

Podsumowując – przyszłość polskiej energetyki leży w dywersyfikacji technologicznej. Wybór ten nie tylko pozwala lepiej niż dziś zbalansować ryzyko ekonomiczne i geopolityczne w dostępie do surowców energetycznych z węglem kamiennym na czele, ale jest też atrakcyjny kosztowo w sytuacji, gdy polityka klimatyczna Unii Europejskiej będzie kontynuowana z umiarkowaną determinacją. Ograniczenie spadku roli węgla w polskim miksie energetycznym wymagałoby utrzymania cen uprawnień do emisji CO₂ na poziomie zbliżonym do obecnego, co wobec determinacji wielu krajów UE do uczynienia systemu EU ETS efektywnym instrumentem europejskiej polityki klimatycznej wydaje się bardzo mało prawdopodobne. Nie oznacza to jednak, że węgiel zniknie z polskiego miksu energetycznego, a jedynie, że jego rola spadnie, lepiej dostosowując się do możliwości wydobywczych polskiego sektora górniczego. Świetlana przyszłość otwiera się przed energetyką jądrową i odnawialną, choć w ich wypadku kluczowe znaczenie rozwojowe będzie mieć nie tylko technologia *sensu stricto*,

lecz także aktywność rządu, który swoją polityką może skutecznie zneutralizować lub wzmocnić obawy inwestorów przed zaangażowaniem się w projekty o charakterze niskoemisyjnym. Rola gazu w polskim miksie energetycznym pozostanie jedynie wspierająca, co wiązać należy z relatywnie wysokimi kosztami tego paliwa w Europie. Rozwój energetyki gazowej na dużą skalę nie będzie możliwy bez znacznego spadku cen błękitnego paliwa dla odbiorców przemysłowych w UE. Naszym zdaniem, taki scenariusz jest mało prawdopodobny, dlatego szanse na zredukowanie roli węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła w Polsce upatrujemy raczej w energetyce jądrowej i odnawialnej (zwłaszcza wiatrowej). Czy tak się stanie – czas pokaże.

Maciej Bukowski, Aleksander Śniegocki

Autorzy są pracownikami Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych.

INSTYTUT NAFTY I GAZU

PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) jest jednostką naukowo-badawczą działającą w obszarze związanym z węglowodorowymi nośnikami energii, obejmującym m.in. transfer technologii, produktów i wiedzy do praktyki przemysłowej. Instytut świadczy usługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego m.in. w zakresie: oceny perspektyw poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego, oceny rop naftowych, ochrony środowiska oraz kontroli jakości paliw węglowodorowych, produktów naftowych i biokomponentów.

Prace realizowane w Pionie Gazownictwa INiG-PIB obejmują zagadnienia związane z przesyłaniem, dystrybucją i użytkowaniem paliw węglowodorowych, w szczególności:

- oczyszczanie paliw;
- monitoring jakości paliw wraz z kontrolą nawożenia;
- ocenę materiałów z tworzyw sztucznych stosowanych w gazownictwie;
- ocenę techniczną armatury gazowniczej i urządzeń pomiarowych;
- ocenę skuteczności ochrony katodowej oraz ocenę jakości powłok izolacyjnych rurociągów i zbiorników stalowych;
- ocenę techniczną i jakościową urządzeń spalających paliwa;
- badania właściwości metrologicznych gazomierzy i przeliczników oraz przygotowanie ekspertyz;
- monitorowanie i obrazowanie wycieków z nieszczelności instalacji i urządzeń;
- projektowanie i produkcję automatycznych urządzeń do pomiaru stężenia środków nawianających w gazie;
- ochronę środowiska;
- inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych, w tym metanu;
- zagadnienia prowadzenia rozliczeń gazu w jednostkach energii.

Specjalistyczne laboratoria badawcze i laboratorium wzorujące Instytutu spełniają wymagania normy PN-EN ISO/IEC 17025:2005 i są akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji (Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego nr AB 041 i AB 1313 oraz Certyfikat Akredytacji Laboratorium Wzorującego nr AP 152).

INSTYTUT NAFTY I GAZU
Państwowy Instytut Badawczy
www.inig.pl
office@inig.pl

Polskie Centrum Akredytacji

AB 041
AB 1313

Polskie Centrum Akredytacji

WZORCOWANIE
AP 152

Ile gazu do produkcji energii elektrycznej?

Adam Szurlej, Lidia Gawlik

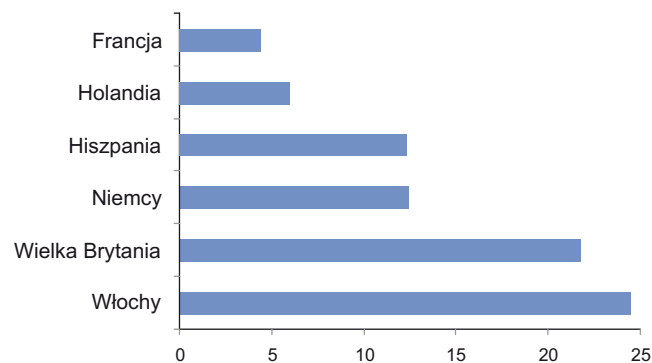
W Polsce w ostatnich latach obserwuje się wzrost zużycia gazu ziemnego w energetyce, choć jego wykorzystanie utrzymuje się na niskim poziomie. Tylko ok. 3% energii elektrycznej powstaje w jednostkach gazowych, ale budowane obecnie bloki gazowo-parowe w najbliższych latach powinny zwiększyć ten udział.

Ubiegły rok był trzecim rokiem z kolei, w którym odnotowano spadek zużycia gazu ziemnego w UE. Jedną z głównych przyczyn tego trendu jest mniejsze zapotrzebowanie na paliwo gazowe ze strony sektora wytwarzania energii elektrycznej. W Polsce w ostatnich latach obserwuje się wzrost zużycia gazu ziemnego. Zgodnie z wstępnymi danymi Eurogas za 2013 r., na 28 państw UE, oprócz Polski jedynie jeszcze w dwóch państwach nieznacznie wzrosło zapotrzebowanie na gaz w porównaniu z 2012 rokiem, a np. w Rumunii, Grecji i na Litwie spadek zużycia przekraczał 10%. Obecne wykorzystanie gazu ziemnego w kraju utrzymuje się na niskim poziomie. Tylko ok. 3% energii elektrycznej powstaje w jednostkach gazowych, ale budowane obecnie bloki gazowo-parowe w najbliższych latach powinny zwiększyć ten udział.

Analizując strukturę zużycia gazu ziemnego w krajach UE-28 w 2012 r., można zauważyć, że sektor wytwarzania energii elektrycznej odpowiada za 25% całkowitego zużycia gazu. Sektor ten był drugim odbiorcą, po przemyśle (31%), o największym zużyciu gazu. Dla porównania: w 2011 r. wykorzystanie gazu na cele energetyczne wyniosło około 31% [1]. Rys. 1 przedstawia wolumen zużycia gazu ziemnego przez kraje UE, które produkują najwięcej energii elektrycznej w jednostkach gazowych. Łączne zużycie gazu na cele energetyczne przez te państwa wyniosło w 2012 r. 81,5 mld m³, a w 2010 r. – 115,5 mld m³. Dane te potwierdzają spadek w ostatnich latach zainteresowania gazem ziemnym dla celów energetycznych. Niemniej jednak, jeżeli wziąć pod uwagę dłuższy okres analizy, to wówczas obserwuje się trend wzrostowy: w 2000 r. na technologie gazowe przypadało 17% (91,9 GW) mocy zainstalowanej krajów UE, zaś w 2013 r. udział jednostek gazowych w strukturze mocy zainstalowanej europejskiej wspólnoty to 22% (201 GW). Analizując przyrost mocy zainstalowanej w elektrowniach w 2013 r. w krajach UE, największy był w jednostkach bazujących na OZE: elektrowniach wiatrowych – 32%, a elektrowniach słonecznych – 32%. W 2013 r. odnotowano przyrost

mocy w jednostkach gazowych o 7,5 GW, co odpowiada udziałowi 22% w strukturze przyrostu mocy zainstalowanej w krajach UE. W latach 2000–2013 przyrost mocy jednostek gazowych wyniósł 103 GW i większy był tylko przyrost elektrowni wiatrowych – 105 GW [2]. W przypadku Polski udział gazu ziemnego kierowanego do energetyki wynosi ok. 10% całkowitego zużycia. Z gazu wytwarzane jest ok. 3% energii elektrycznej, co odpowiada ok. 4 TWh.

Rys.1. Kraje UE o największym zużyciu gazu do produkcji energii elektrycznej w 2012 r., mld m³



Źródło: opracowanie własne na podstawie [1]

W niektórych państwach gaz jest wręcz podstawowym paliwem dla energetyki (udział energii elektrycznej wyprodukowanej z gazu w 2011 r.), np. Włochy – 47%, Wielka Brytania – 40%, w innych zaś jego rola jest marginalna: Polska – 3%, Grecja – 5%, a Szwecja – 2%.

W skali świata na gaz ziemny w 2011 roku przypadało 21,9% produkcji energii elektrycznej i udział ten zwiększył się w porównaniu z 1973 r., wówczas wynosił 12,2%. Zarówno w 1973 r., jak i w 2011 r. najważniejszym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej był węgiel – z udziałem odpowiednio 38,3% i 41,3%. Najwięcej gazu na cele energetyczne wykorzystuje się w USA, Rosji i Japonii. W USA obserwuje się trend wzrostowy zużycia gazu w energetyce, co ma związek z „rewolucją łupkową”. W pierwszej dziesiątce państw świata o największym wykorzystaniu gazu na cele energetyczne z państw UE obecne są jedynie Włochy i Wielka Brytania [5].

Jak wspomniano na wstępie, zużycie gazu w UE i Polsce charakteryzują odmienne tendencje, jednak nawet uwzględniając tę tendencję spadkową w zakresie zapotrzebowania na gaz w przypadku UE oraz wzrostową w kraju, to i tak – analizując jednostkowe zużycie gazu ziemnego w ciągu roku – w przypadku Polski ten wskaźnik kształtuje się na poziomie 411 m³/

osobę i jest jednym z najniższych w UE – średnia dla UE to ok. 880 m³/osobę [8]. Największe nadzieje na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny wiąże się z rozwojem energetyki gazowej. Na koniec 2012 r. moc jednostek gazowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wynosiła 917 MW, co stanowi 2,5% mocy zainstalowanej. W przyszłości, wraz z oddaniem do eksploatacji nowych bloków gazowo-parowych, udział ten się zwiększy. Z analizy dokumentów strategicznych z zakresu polityki energetycznej Polski wynika, że większość z nich przewidywała dynamiczny rozwój energetyki gazowej, czego potwierdzeniem może być chociażby prognoza zawarta w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 r.*, przyjęta przez Radę Ministrów 17 października 1995 r. Według tej prognozy, do produkcji energii elektrycznej w 2010 r. miało być wykorzystane około 7,5 mld m³, rzeczywiste zapotrzebowanie na gaz przez sektor energetyczny wyniosło około 7 razy mniej.

W dalszej części artykułu przedstawiono wybrane wyniki (dotyczące przyszłej roli gazu ziemnego w sektorze produkcji energii elektrycznej) opracowania poświęconego zasadniczo przyszłej roli węgla. [3] W realizację opracowania zaangażowany był Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) we współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą i Instytutem Studiów Strategicznych. W opracowaniu przyszłe zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii rozważano dla szesnastu scenariuszy badawczych, dla których określono szczegółowe założenia. Badania, których celem było określenie możliwych zmian w strukturze produk-

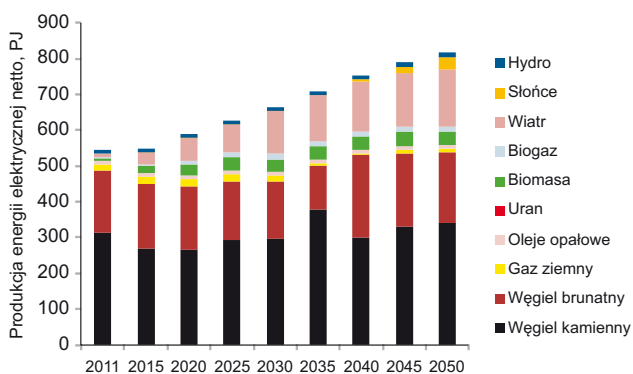
Tabela 1. Warianty ewolucji cen uprawnień do emisji CO₂ (ceny stałe PLN 2011)

Nazwa wariantu	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Referencyjny	41	62	62	70	74	78	82	87
CO2WYS	41	62	95	132	165	202	206	210

Źródło: [3]

cji w krajowym systemie elektroenergetycznym w perspektywie roku 2050, przeprowadzono przy wykorzystaniu modelu TIMES-PL dla okresu 2011–2050 z pięcioletnim krokiem czasowym. TIMES (zintegrowany system MARKAL-EFOM, zwany dalej modelem) jest generatorem modeli systemów energetycznych, opracowanym w ramach porozumienia wdrożeno-

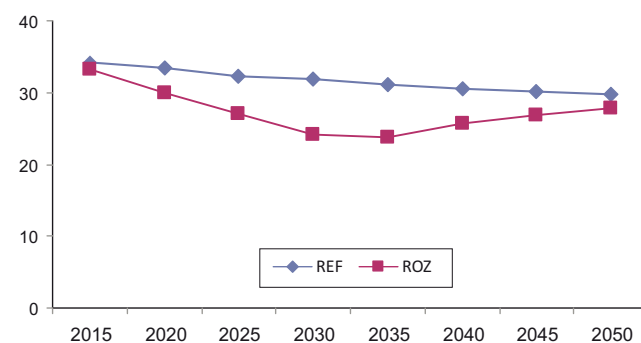
Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa dla scenariusza REF (po lewej stronie) oraz scenariusza GAZOWY-CO2WYS (po prawej), [TWh]



Źródło: [3]

wego Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Znalazł zastosowanie jako narzędzie wykorzystywane do analizy systemów energetycznych w różnej skali czasowej oraz przestrzennej [7]. W artykule zostaną porównane wyniki obliczeń dla scenariusza gazowego (GAZOWY-CO2WYS) ze scenariuszem referencyjnym (REF). Podstawowymi elementami różnicującymi te scenariusze są odmienne ścieżki cenowe uprawnień do emisji CO₂ (tabela 1) oraz ceny gazu ziemnego – rys. 2. Analiza zmienności

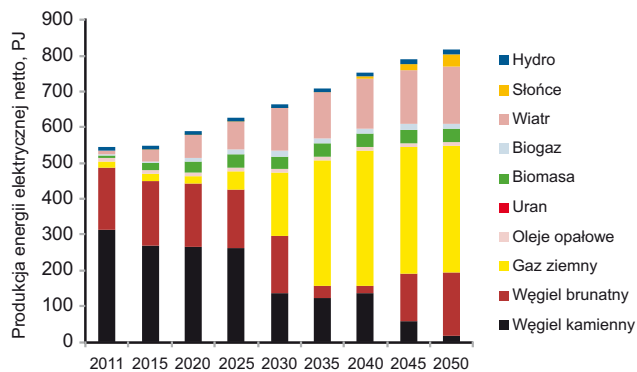
Rys. 2. Prognoza cen gazu ziemnego w Polsce do 2050 r. dla energetyki, zł/GJ



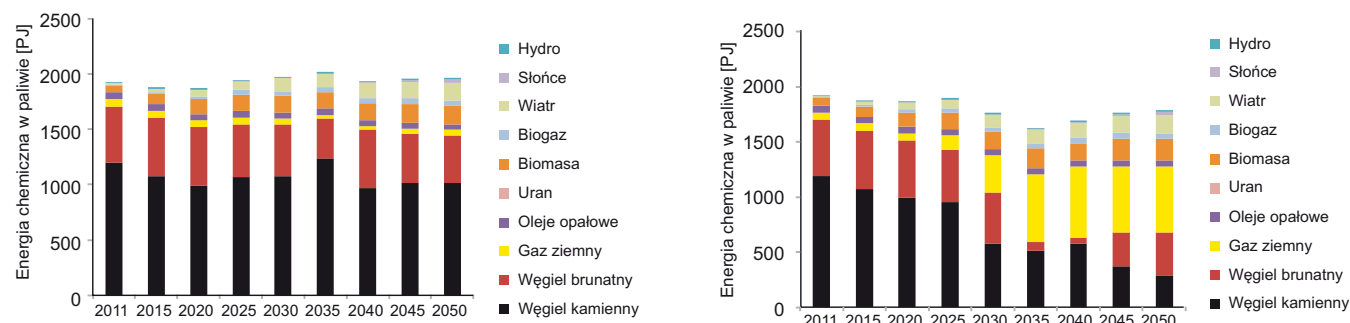
Źródło: [3]

cen uprawnień do emisji CO₂ z początku 2014 r. (koniec lutego 7 euro/Mg) uzmysławia, jak bardzo te ceny są uzależnione od rozstrzygnięć na poziomie politycznym w UE. Wydaje się, że w przypadku przyjęcia w 2014 r. nowego (wysokiego) celu w zakresie redukcji emisji tego gazu do 2030 r., co jest planowane na październik (nowy pakiet klimatyczno-energetyczny), ceny uprawnień mogą zdecydowanie się zwiększyć w porównaniu z ceną z końca marca 2014 r. – 4,40 euro/Mg. Istotny wzrost cen uprawnień do emisji przełoży się, zwłaszcza w Polsce, gdzie w strukturze zużycia paliw dla energetyki dominuje węgiel, na ceny energii elektrycznej.

Wariant referencyjny REF cen gazu uwzględnia światowe prognozy kształtowania się cen tego paliwa. Jest on w znacznym stopniu zbliżony z cenami importu gazu do Europy według scenariusza NPS z WEO 2012. Natomiast wariant rozwojowy

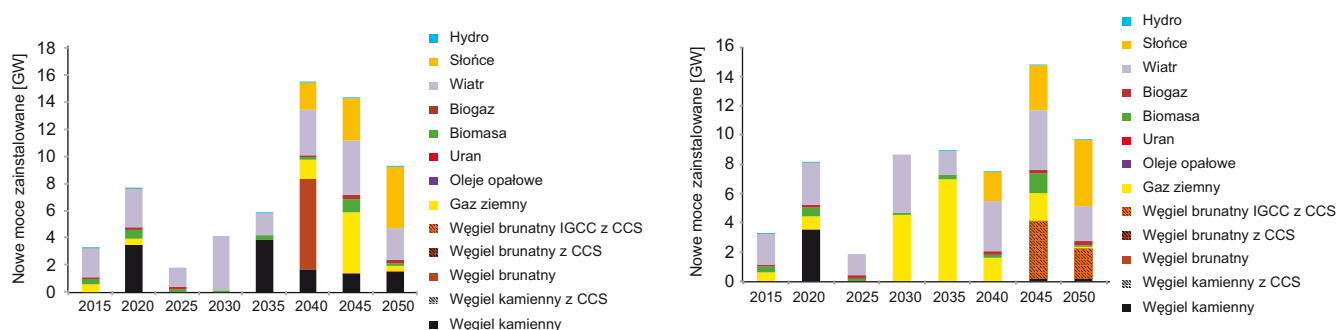


Rys. 4. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną dla scenariusza REF (po lewej stronie) oraz scenariusza GAZOWY-CO2WYS (po prawej), [TWh] [PJ]



Źródło: [3]

Rys. 5. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa dla scenariusza REF (po lewej stronie) oraz scenariusza GAZOWY-CO2WYS (po prawej) [TWh] [GW]



Źródło: [3]

(ROZ) cechuje się niższymi cenami, ponieważ zakłada rozwój komercyjnego pozyskania *shale gas* w Polsce, co będzie miało wpływ na obniżenie cen gazu, począwszy od 2020 roku, a największy spadek cen będzie obserwowany w latach 2025–2030. Wcześniej, bo w latach 2015–2020, pozytywny impuls na krajowe ceny gazu będzie miało oddanie do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu (jego wysoki poziom wykorzystania) – m.in. import tańszego gazu z USA (temat ten jest obecnie po aneksji Krymu w marcu 2014 r. podnoszony w rozmowach wysokiego szczebla pomiędzy UE a USA jako sposób na obniżenie wysokiej zależności Europy od importu gazu ziemnego z Rosji). Na obniżkę cen gazu będzie również miała wpływ kontynuacja procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego.

Wyniki obliczeń przedstawiają rysunki 3–7. Jak można zauważyć na rysunku 3., w przypadku scenariusza REF dominującymi paliwami do produkcji energii elektrycznej pozostaną węgiel kamienny oraz węgiel brunatny. W przypadku scenariusza GAZOWY-CO2WYS, który zakłada wyższe ceny uprawnień do emisji CO₂, obserwuje się znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego od 2025 r. W latach 2035–2040 w jednostkach gazowych powstaje 50% energii elektrycznej, nieznacznie mniej (około 45%) w latach 2045–2050. Ze strukturą produkcji energii elektrycznej wiąże się bezpośrednio struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną – rys. 4. Jak widać, postęp w zakresie wzrostu sprawności poszczególnych technologii energetycznych wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania na energię pierwotną, przy rosnącej produkcji energii elektrycznej. Różnica pomiędzy scenariuszami REF i GAZOWY-CO2WYS w zapo-

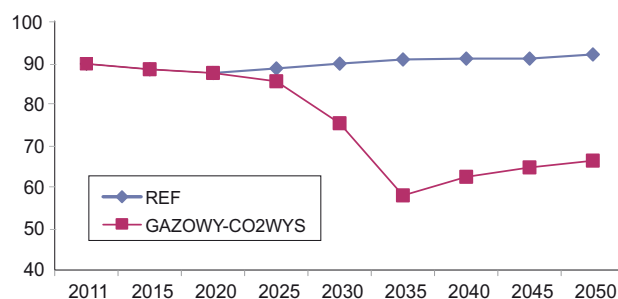
trzebowaniu na energię pierwotną sięga np. dla 2035 r. 24% i jest to związane z wyższymi sprawnościami dla technologii energetycznych bazujących na gazie ziemnym.

Dla zapewnienia struktur wytwarzania energii elektrycznej, określonych dla dwóch przywoływanych scenariuszy badawczych, niezbędne są inwestycje w nowe moce zainstalowane. Strukturę przyrostu tych nowych mocy przedstawia rys. 5.

Skumulowany przyrost mocy zainstalowanej jednostek wytwarzających energię elektryczną na gazie ziemnym w latach 2015–2050 w przypadku scenariusza REF wynosi 7,3 GW, a dla scenariusza GAZOWY-CO2WYS – 16,5 GW.

Rozwój sektora energetycznego zgodnie z przywoływanymi scenariuszami implikuje zapewnienie w odpowiedniej ilości poszczególnych nośników energii. Na podstawie bilansu zapotrzebowania na te nośniki obliczono wskaźniki bezpieczeństwa

Rys. 6. Wartości wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego (WSK) dla scenariuszy REF i GAZOWY-CO2WYS

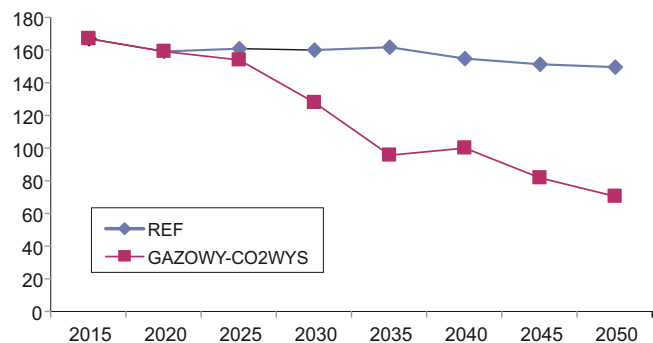


Źródło: [3]

energetycznego (WSK), które informują o poziomie samowystarczalności energetycznej – rys. 6.

Jak widać w przypadku szerokiego wykorzystania gazu do produkcji energii elektrycznej, w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS niezbędny będzie wzrost importu gazu, co wiązać się będzie z niższą wartością wskaźnika WSK. Oczywiście, wysoka wartość WSK dla scenariusza REF będzie w przypadku zapewnienia odpowiednio wysokiej podaży węgla z krajowych złóż.

Rys. 7. Wielkość emisji ditlenku węgla dla scenariuszy REF i GAZOWY-CO2WYS



Źródło: [3]

Rys. 7. prezentuje poziomy emisji CO₂ dla analizowanych scenariuszy, znaczący wzrost wykorzystania gazu wiązać się będzie ze spadkiem emisji CO₂ z sektora energetycznego.

Oceniając szanse dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w świetle wyników obliczeń dla poszczególnych scenariuszy badawczych, należy podkreślić, że wiązać się one będą przede wszystkim z cenami gazu ziemnego, a w krajowych warunkach zwłaszcza z relacją cen gazu ziemnego do cen węgla kamiennego oraz wysokością ceny uprawnień do emisji CO₂. Wpływ na obniżenie ceny gazu ziemnego w najbliższych latach będzie miała m.in. realizacja kolejnych projektów w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a szczególnie oddanie do eksploatacji gazoportu LNG w Świnoujściu, oraz dalsza liberalizacja rynku gazu. Może mieć to również istotne znaczenie w przypadku wdrożenia w Polsce rozwiązań typu rynek mocy, których wdrożenie może być konieczne z powodu konieczności utrzymania odpowiednich zdolności wytwórczych, zapewniających zbilansowanie systemu, i racjonalne ceny energii

elektrycznej [9] [10]. Dzięki rozwojowi możliwości odbioru gazu z kierunków alternatywnych dla wschodniego (od kwietnia 2014 r. możliwość odbioru gazu poprzez rewers fizyczny na gazociągu jamalskim), kształtowanie się ceny gazu na europejskich giełdach gazu będzie mieć coraz większe znaczenie dla krajowego rynku gazu. W perspektywie średnioterminowej zwiększenie produkcji energii elektrycznej w układach gazowo-parowych możliwe jest przy obniżeniu jego ceny o więcej niż 20% [7]. W dalszych okresach obniżenie cen gazu wiązać się może z przejściem do komercyjnego wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych [4] [6].

Dr inż. Adam Szurlej, AGH w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Dr hab. inż. Lidia Gawlik, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie.

Literatura

- [1] Eurogas 2013: Statistical Report 2013. December.
- [2] EWEA 2014: Wind in power 2013. European statistics.
- [3] Gawlik L. (red.), 2013. Autorzy: Gawlik L., Grudziński Z., Kamiński J., Kaszyński P., Kryzia D., Lorenz U., Mirowski T., Mokrzycki M., Olkusi T., Ozga-Blaschke U., Pluta M., Sikora A., Stala-Szlugaj K., Suwała W., Szurlej A., Wyrwa A., Zyś J., 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, Górnictwa Izba Przemysłowo-Handlowa, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Katowice, ISBN: 978-83-904195-6-5, s. 299. Dostępne w http://www.giph.com.pl/giph/attachments/article/278/Wegiel_dla_polskiej_energetyki_2050_GIPH_MINPAN.pdf
- [4] Gawlik L., 2013: *Shale gas in Poland – report. Gaz ziemny z łupków w Polsce – raport*, Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Wyd. Instytutu GSMiE, Warszawa, ISBN 978-83-62922-23-9. Dostępne w http://www.wec-pksre.pl/img_in/publikacje/pdf/gaz-ziemny-z-lupkow.pdf
- [5] International Energy Statistics (IEA) 2013: Key World Energy STATISTICS. Paris.
- [6] Nagy S., Siemek J., 2011. *Shale Gas in Europe: the State of the Technology – challenges and opportunities*, Archives of Mining Sciences 56, 4, 72–760.
- [7] Wyrwa A., Zajda E., Pluta M., 2013: *Na horyzoncie GAZ. Analiza scenariusza wykorzystania gazu ziemnego w polskim systemie elektroenergetycznym do 2035 r.*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa”, nr 6.
- [8] Szurlej A., 2013: *Ekologiczne aspekty gazu ziemnego*, „Przegląd Gazowniczy” nr 3 (39), s.10–12.
- [9] Kamiński J., *The development of market power in the Polish power generation sector: A 10-year perspective*, Energy Policy, Volume 42, 2012, s. 136–147.
- [10] Kamiński J., 2011: *Market power in a coal-based power generation sector: The case of Poland*, Energy, Volume 36, Issue 11, s. 6634–6644.

Firma RADIATYM Sp. z o.o., uznany w Polsce producent urządzeń infrastruktury do sieci rozdzielczych i przesyłowych gazu, ropy i innych mediów, od lat obecny jest również na światowych rynkach. Ostatnio firma odniosła światowy sukces jako partner firmy Exxon Neftegas Ltd (ENL), który ukończył wiercenie największego odwiertu na świecie na polu naftowym Chayvo w realizacji projektu Sachalin-1. Produkowane przez RADIATYM według własnego patentu izolujące monobloki zyskały uznanie firmy Exxon już wcześniej, ale zastosowane na szelfie Sachalin-1 wymagały szczególnych cech i musiały być specjalnie zaprojektowane do zainstalowania na platformie wiertniczej. Zanim Exxon dokonał wyboru, prowadził postępowania kwalifikacyjne wśród największych światowych producentów. Monobloki DN 500, ANSI 2500 o długości zabudowy 10 m i ciężarze 5 ton każdy, musiały spełniać specyficzne parametry techniczne, a RADIATYM został zaproszony do ścisłej współpracy we wczesnej fazie projek-

owania. Monobloki wykorzystano na odwiercie o głębokości 12 376 metrów w realizacji sześciu z dziesięciu najgłębszych odwiertów na świecie z użyciem technologii wiercenia ExxonMobil. Warto dodać, że projekt Sachalin-1 to jedno z największych w historii odkrytych złóż naftowych, a jego koszt szacuje się na około 10–12 mld USD.



Prognozy w kształtowaniu polityki energetycznej

Stanisław Okrasa, Mirosław Duda

Prognozy przygotowywane na potrzeby sporządzania kolejnych aktualizacji polityki energetycznej stanowią często przedmiot krytyki, z głównym zarzutem, że się nie sprawdzają. Chyba już czas na zrewidowanie poglądów w tym zakresie.

Otóż, nie powinniśmy wymagać, aby prognozy dokładnie „trafiały w przyszłość”, ponieważ każdy rozsądnie myślący człowiek wie, że jest to niemożliwe. Niemniej jednak prognozy rozwoju sektora energetycznego są niezwykle istotne przy określaniu trendów rozwojowych sektora energetycznego, a więc kierunków zmian w zakresie zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii i technologie energetyczne. Są to najważniejsze informacje dla twórców polityki energetycznej i uregulowań prawnych.

Prognoza rozwoju sektora energetycznego jest istotna również w kształtowaniu polityki korporacyjnej, aby wiedzieć, jaka będzie polityka energetyczna kraju i w konsekwencji prawo, które będzie obowiązywać w przyszłości w obszarze działalności danej korporacji. Na potrzeby polityki korporacyjnej potrzebne są jednak jeszcze własne prognozy związane z badaniem rynku i jego otoczenia – w celu stworzenia podstawy do planów działalności przedsiębiorstw, przede wszystkim inwestycyjnych.

Trafność prognozy w zakresie zapotrzebowania na energię i struktury nośników zależy od prawidłowości przyjętych założeń, przede wszystkim w zakresie projekcji rozwoju gospodarczego, cen paliw i polityki ekologicznej. Najtrudniej przewidzieć rozwój gospodarczy, zależny od wielu czynników o charakterze globalnym i lokalnym. Nie da się przewidzieć okresu wystąpienia i siły kryzysów, zwłaszcza w prognozach długoterminowych, mimo zauważalnej ich cykliczności. Z reguły w prognozach energetycznych korzysta się z oficjalnych prognoz gospodarczych, przygotowywanych dla rządu, które nie są, niestety, wolne od tendencji populistycznych.

Generalnie, prognoza powinna odpowiadać na pytanie: co się będzie działo, jeśli ziszczą się przyjęte założenia, i co się będzie działo, jeśli te założenia się nie sprawdzą? Dlatego nieodłączną częścią każdej prognozy powinna być analiza wrażliwości jej wyników na przyjęte założenia, która umożliwi użytkownikowi prognozy własną ocenę wiarygodności wyników oraz kierunki ich zmian, jeśli przyjęte w założeniach warunki będą się zmieniać stosownie do bieżącego rozwoju sytuacji gospodarczej w kraju i na świecie. Często zamiast analizy wrażliwości wykonuje się prognozy scenariuszowe, które jednak rozmywiają korelacje pomiędzy poszczególnymi założeniami a wynikami prognozy. Prognozy scenariuszowe byłyby zasadne,

jeśli rząd mógłby w pełni wpływać na realizację poszczególnych scenariuszy, jak w pewnym stopniu było w gospodarce centralnie sterowanej. W gospodarce rynkowej, zwłaszcza o charakterze globalnym, ta możliwość jest ograniczona i dlatego prognoza, nawet jednowariantowa, z szerokim zakresem analiz wrażliwości, bardziej odpowiada potrzebom. Scenariusze są zasadne dla projekcji rozwoju gospodarczego (z reguły zakłada się scenariusz optymistyczny i pesymistyczny), gdyż analiza wrażliwości w tym przypadku wymaga wykonania całości obliczeń prognostycznych, co jest równoznaczne z podejściem scenariuszowym.

Obecnie Ministerstwo Gospodarki wykorzystuje w swoich pracach następujące prognozy [1]:

- uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, wykonane przez Agencję Rynku Energii (ARE) w 2013 r. [2];
- *Poland: Reference scenario 2013*, prognoza wykonana w 2013 roku przez National Technical University of Athens (NTUA) dla Komisji Europejskiej [3];
- prognoza zapotrzebowania polskiej gospodarki na węgiel kamienny i brunatny jako surowca dla energetyki w perspektywie 2050 roku, wykonana w 2013 roku przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) we współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą i Instytutem Studiów Strategicznych [4];
- prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku – ocena wpływu przyjętych kierunków PEP 2050, wykonana w 2013 roku przez Krajową Agencję Poszanowania Energii (KAPE) we współpracy z Warszawskim Instytutem Studiów Ekonomicznych (WISE) [5].

W zakresie badań możliwości redukcji gazów cieplarnianych MG wykorzystuje również opracowanie McKinseya z 2013 r. „Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2050 r.”.

PROBLEMY SPORZĄDZANIA PROGNOZ Okres prognozowania

Ostatnio prognozy wykonywane są do 2050 roku – ze względu na spójność z perspektywą działań prowadzonych przez Komisję Europejską. Taki czas prognozowania z konieczności warsztatowej prowadzi do agregacji założeń,

wskaźników i wyników prognozy oraz wprowadza dużą nieokreśloność w jej końcowej części – ze względu na trudności w przewidywaniu rozwoju technologicznego. Przyjmuje się więc czasami bardzo optymistyczne założenia technologiczne, na podstawie których formułuje się wnioski o dużym stopniu niepewności. Przykładem może być technologia wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS – *Carbon Capture and Storage*). Jednocześnie trudno przewidzieć nowe technologie, mogące mieć zasadniczy wpływ na sytuację energetyczną w dalszej przyszłości.

Niektóre ośrodki próbują wydłużyć jeszcze bardziej czas prognozowania, np. Departament Analiz Strategicznych w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, który opublikował projekt prognozy miks energetyczny* Polski do roku 2060.

Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA – *International Energy Agency*), która jest wiodącym ośrodkiem prognozy dla świata, swoje prognozy opracowuje obecnie do 2035 r. [6], co wydaje się czasem optymalnym. Dla takiego zakresu czasowego, jak wykazała praktyka ARE, można sporządzić prognozę z rozdzielczością jednego roku i prognozować strukturę źródeł z dokładnością do pojedynczych jednostek wytwórczych. Generalnie, wydłużanie okresu prognozowania, które uzasadnia się długimi cyklami inwestycyjnymi w energetyce, prowadzi jednak do zmniejszenia stopnia zaufania do wyników, również analiz wrażliwości.

Prognoza rozwoju gospodarczego

W prognozach energetycznych określa się zapotrzebowanie na nośniki energii finalnej i pierwotnej w przewidywanych warunkach rozwoju, a więc przy założeniu określonego rozwoju gospodarczego i określonej skuteczności mechanizmów rynków konkurencyjnych energii lub regulacji. Zwykle jako wynik otrzymuje się prognozę i strukturę zużycia nośników energii o najmniejszych kosztach całkowitych, zdyskontowanych w okresie prognozowania, zakładając skuteczność działania mechanizmów konkurencji.

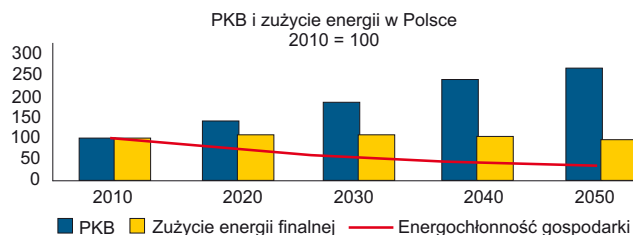
Do projekcji zapotrzebowania na energię finalną wykorzystuje się prognozę demograficzną i korelacje pomiędzy wskaźnikami rozwoju gospodarczego, przede wszystkim PKB i wartością dodaną w głównych sektorach gospodarki, a zapotrzebowaniem na poszczególne nośniki energii finalnej. W Polsce prognozy rozwoju gospodarczego opracowywane są przede wszystkim dla Ministerstwa Finansów na potrzeby przygotowywania budżetu i jako wytyczne do opracowywania strategii samorządów. Do sporządzania prognoz energetycznych, zwłaszcza długoterminowych, takie prognozy nie są wystarczające. Nie zawierają one bowiem prognoz wartości dodanych w poszczególnych sektorach gospodarki, niezbędnych do projekcji zapotrzebowania na energię finalną. Między innymi dlatego krajowe prognozy energetyczne ogranicza się często do sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego (np. prognoza IGSMiE PAN), dla których wykorzystuje się szeroko publikowane korelacje cząstkowe. ARE w swoich pracach wykorzystuje również prognozy rozwoju struktury tworzenia PKB w Polsce, przygotowywane dla Komisji Europejskiej (m.in. w modelu NTUA Primes) lub zamawia takie prognozy w specjalistycznych ośrodkach.

Efektywność użytkowania energii

W prognozie zapotrzebowania na energię finalną trudne jest przewidywanie wzrostu efektywności użytkowania energii w wyniku wdrażania polityki proefektywnościowej państwa. Postępuje natomiast samoistny proces racjonalizacji użytkowania energii, co pozwala w prognozach wykorzystywać ekstrapolacje trendów statystycznych. W tym zakresie ARE ma obszerną bazę danych, na podstawie której formułuje te trendy. Jednak tego rodzaju ekstrapolacje nie mogą być stosowane do prognoz zbyt odległych w czasie. Niezależnie więc ARE dla swoich prognoz długoterminowych wykorzystuje dane z dostępnych programów proefektywnościowych, realizowanych w ramach Unii Europejskiej.

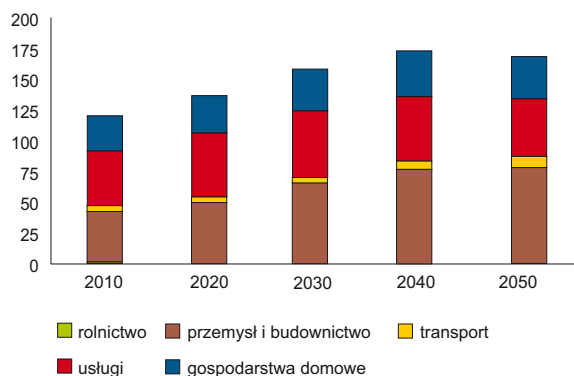
Wydaje się, że w zakresie polityki proefektywnościowej największe doświadczenie ma KAPE, ale w swojej ostatniej prognozie [5], wykonanej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, wyraźnie przeszacowano efekty tych przedsięwzięć, które spowodowały się do projekcji spadku zapotrzebowania na energię finalną po 2030 roku (rys. 1.), w tym na energię elektryczną

Rys. 1. Projekcja zużycia energii finalnej i pierwotnej w prognozie KAPE [8]



(rys. 2.). Jest to wysoce nieprawdopodobne, jeśli zważy się fakt, że zużycie energii elektrycznej w Polsce jest obecnie ponaddwukrotnie niższe niż średnio w Unii Europejskiej, a energia elektryczna jest przecież nośnikiem rozwoju cywilizacyjnego kraju.

Rys. 2. Projekcja zużycia finalnej energii elektrycznej w prognozie KAPE [8]



Rozwój technologii energetycznych

Przewidywane zużycie energii pierwotnej określa się w prognozach energetycznych na podstawie projekcji zużycia poszczególnych nośników energii finalnej i charakterystyk transformacji energii pierwotnej na te nośniki oraz projekcji zużycia bezpośredniego nośników energii pierwotnej (np. gaz i węgiel).

Przewidywane w prognozach wykorzystanie instalacji wytwórczych wynika z ich charakterystyk techniczno-ekonomicznych, dostępu i kosztów pozyskania dla nich nośników energii pierwotnej oraz ograniczeń systemowych i ekologicznych.

Niezwykle istotnym czynnikiem w prognozach jest uwzględnienie rozwoju technologii wytwarzania nośników energii finalnej, przede wszystkim energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Obok wymogów ekologicznych, które te technologie muszą spełniać, co jest obecnie głównym czynnikiem wpływającym na ich rozwój, istotna jest sprawność przetwarzania energii pierwotnej na finalną. Często wymogi ekologiczne obniżają sprawność energetyczną. Typowym przykładem instalacji, w której ten efekt jest bardzo widoczny, są instalacje CCS. Dlatego do stosowanych w prognozach długoterminowych agregacji technologii wytwarzania energii elektrycznej należy podchodzić z dużą ostrożnością.

Odrębnym zagadnieniem jest akceptacja polityczna niektórych nowych technologii, co jest szczególnie widoczne, jeśli chodzi o energetykę jądrową. Mimo konkurencyjności ekonomicznej i dojrzałości komercyjnej ta technologia w wielu krajach nie jest rozwijana, a niektóre wręcz wycofują się z jej stosowania. Decydujący jest strach przed konsekwencjami dla społeczeństwa, czyli wyborców, zwłaszcza po spektakularnych wydarzeniach, np. w Czarnobylu lub Fukushima. W prognozach wyłącza się wtedy takie technologie z rozważań optymalizacyjnych.

Aspekty systemowe

Kryteria systemowe są trudne do uwzględnienia w prognozach obejmujących duży zakres sektora energetycznego i wydłużony okres prognozowania. Te względy są pomijane np. w prognozach NTUA, wykorzystujących model Primes, co jest o tyle zaskakujące, że jest to podstawowe źródło prognoz energetycznych dla Komisji Europejskiej.

W kryteriach systemowych istotne są zarówno ograniczenia, jak i potrzeba zapewnienia struktury źródeł, która gwarantuje stabilną pracę systemu. Obok rozwoju źródeł o niskich kosztach wytwarzania energii powinny być uwzględniane jednostki wytwórcze o określonych charakterystykach systemowych, np. o określonym czasie rozruchu i określonym okresie budowy. Nieuwzględnianie w prognozach wymogów systemowych może prowadzić do błędnych wyników, zwłaszcza dotyczących optymalnej struktury źródeł energii elektrycznej. Jaskrawym przykładem w tym przypadku są zbyt optymistyczne prognozy dla odnawialnych źródeł energii, które w systemie elektroenergetycznym sprawiają znane kłopoty, lub niedocenianie źródeł gazowych, które szybko dają się uruchamiać i które można budować w krótkich cyklach inwestycyjnych, aby pokryć ewentualny deficyt mocy w systemie.

Obecnie zagraża to Polsce w świetle niezdolności rynku energii do generowania sygnałów inwestycyjnych. Niestety, wymagania systemowe można uwzględnić wyłącznie w modelach, które optymalizują nie tylko koszty energii, ale również moc w systemie. Pozwalają na to modele ENPEP i MESSAGE, które stosuje w swoich analizach ARE. Takie analizy umożliwia również model POLPOWER, zastosowany w prognozie IGSMiE PAN, aczkolwiek rozszerzenie horyzontu prognozy zmusza do stosowania agregacji, które obniżają przydatność wniosków.

Dywersyfikacja źródeł energii

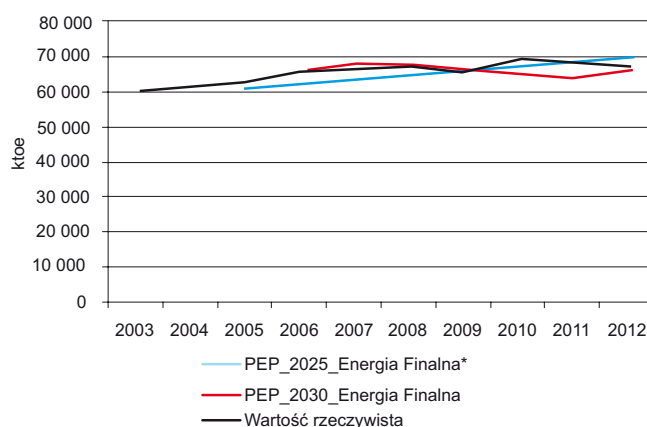
Obok zagadnień efektywności użytkowania energii istotnym zagadnieniem jest dywersyfikacja jej źródeł. Zwykle pociąga ona za sobą zwiększone koszty zaopatrzenia w energię, czego na ogół nie bierze się pod uwagę w modelach wykorzystywanych do prognoz. Dywersyfikacja pojawia się niejako automatycznie w miarę wdrażania nowych technologii wytwarzania energii. Przykładem jest wspierany rozwój OZE, który ma głównie ekologiczną motywację, a efekt dywersyfikacji uzyskuje się przy okazji. Również budowa elektrowni jądrowych powinna być traktowana jako celowa dywersyfikacja struktury źródeł energii elektrycznej – obok minimalizacji kosztów wytwarzania. Wydaje się, że zagadnienia dywersyfikacji źródeł energii powinny uzyskać należne znaczenie nie tyle w prognozach, ile w polityce energetycznej Polski.

WERYFIKACJA PROGNOZ ARE

Mimo omawianych wcześniej zastrzeżeń co do sposobu wykorzystywania prognoz w kształtowaniu polityki energetycznej kraju, oczywistą zaletą jest ich sprawdzalność. Dlatego ARE ocenia trafność swoich prognoz długoterminowych, aczkolwiek wyniki takiej oceny należy traktować z dużą ostrożnością ze względu na zbyt krótki okres danych statystycznych. Przeprowadzono ocenę trafności prognoz m.in. dla Ministerstwa Gospodarki na potrzeby polityki energetycznej do 2025 roku (PEP 2025) i do 2030 roku (PEP 2030). Porównano wyniki tych prognoz z danymi statystycznymi do 2012 r. Oczywiście, bardziej wiarygodne jest porównanie prognozy PEP 2025, która była sporządzona wcześniej, gdyż można porównać więcej wyników prognozy z danymi statystycznymi.

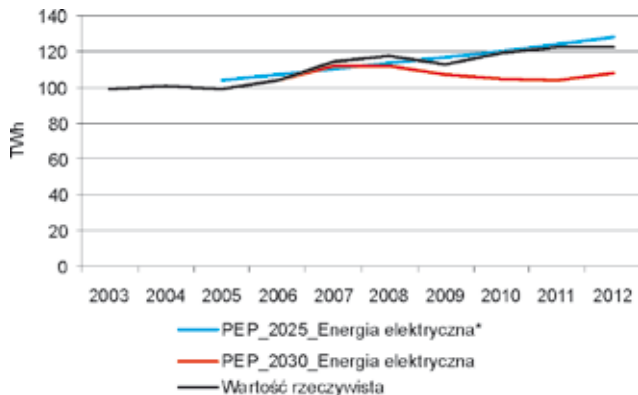
Porównanie prognoz zużycia energii finalnej wykazało stosunkowo dobrą sprawdzalność do 2012 r. (rys. 3.).

Rys. 3 Weryfikacja prognoz ARE w zakresie zużycia energii finalnej



W zakresie zużycia energii elektrycznej bardzo dobrą zbieżność uzyskano dla prognozy PEP 2025 (rys. 4.), natomiast w prognozie PEP 2030 wystąpił tzw. efekt kryzysowy, polegający na tym, że założenia do prognozy, opracowywane w czasie kryzysu, powodują niedoszacowanie zapotrzebowania na energię. W literaturze światowej istnieje wiele przykładów tego efektu. Prognoza PEP 2030 była opracowywana w 2009 roku, czyli w okresie, w którym obawiano się recesji również w Polsce, co – szczęśliwie dla naszej gospodarki – nie

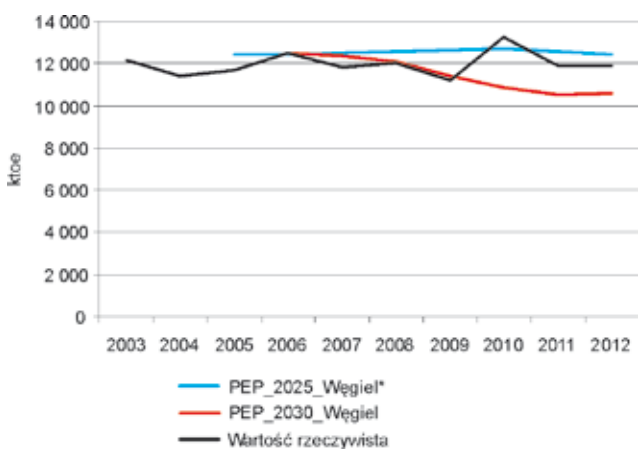
Rys. 4. Weryfikacja prognoz ARE w zakresie zużycia energii elektrycznej



nastąpiło. Poza tym po raz pierwszy – zgodnie z zaleceniami Ministerstwa Gospodarki i Unii Europejskiej – przewidywano skuteczność mechanizmów proefektywnościowych, które w odniesieniu do energii elektrycznej w Polsce się nie sprawdziły. Efekt kryzysowy był m.in. przyczyną aktualizacji prognozy PEP 2030 w 2013 roku.

Analogiczny efekt wystąpił dla projekcji zużycia węgla. Prognoza PEP 2030 jest niedoszacowana ze względu na niedoszacowanie zużycia energii elektrycznej (rys. 5.).

Rys. 5. Weryfikacja prognoz ARE w zakresie zużycia węgla



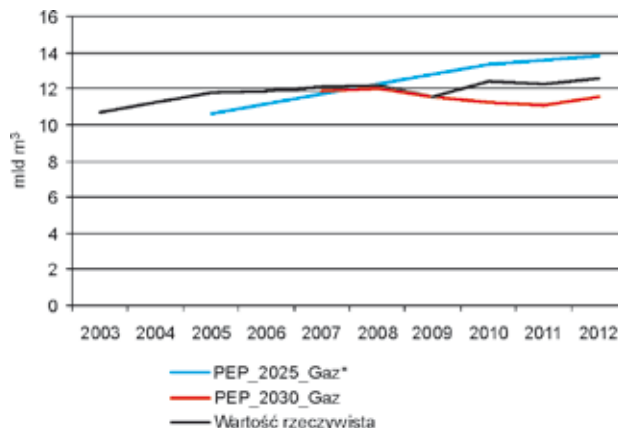
Również trafność prognozy zużycia gazu charakteryzuje się tymi samymi cechami (rys. 6.).

GAZ W PROGNOZACH

Wysokie ceny gazu powodują, że w Polsce jego zużycie pozostaje na jednym z najniższych poziomów w Europie. Nie obserwuje się wzrostu zużycia tego nośnika energii również w innych krajach europejskich, a w niektórych następuje jego spadek – ze względu na wypieranie tego nośnika w elektroenergetyce przez wzrastający udział OZE.

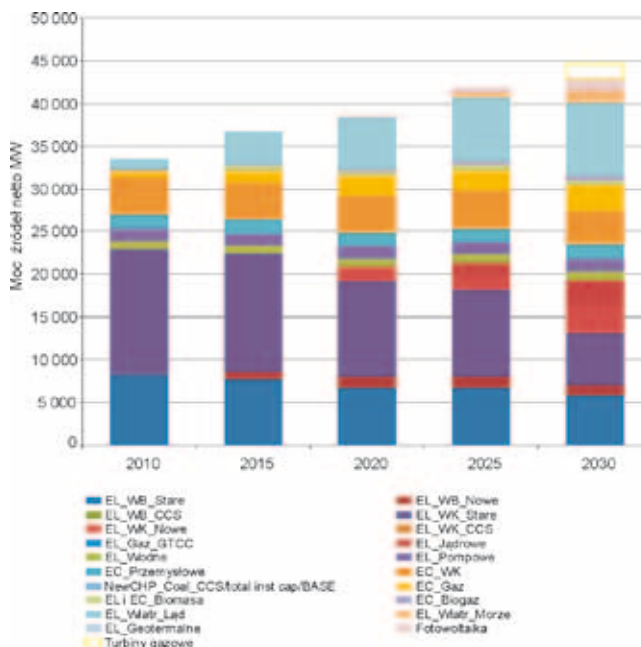
W strukturze źródeł energii elektrycznej o najmniejszych zdyskontowanych kosztach energii źródła gazowe pojawiają się w zasadzie tylko ze względów systemowych jako źródła szczytowe i rezerwowe dla niestabilnych OZE. W zaktualizowanej prognozie ARE w strukturze mocy źródeł o najmniejszych zdyskontowanych kosztach energii moc EC na gaz ziemny w 2030

Rys. 6. Weryfikacja prognoz ARE w zakresie zużycia gazu



roku wzrasta do ok. 3000 MW. Turbiny gazowe pojawiają się w optymalnej strukturze po 2025 roku i ich moc w 2030 roku wynosi ok. 1500 MW (rys. 7.). Aktualizacja prognozy uwzględniała istniejące i będące w budowie jednostki, w tym dwa bloki węglowe w Opolu.

Rys. 7. Struktura mocy źródeł energii elektrycznej w MW o najmniejszych zdyskontowanych kosztach energii w zaktualizowanej prognozie ARE do 2030 r. [1]



Do określenia rzeczywistych potrzeb na moc gazową w najbliższej przyszłości niezbędna jest aktualna projekcja bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym i decyzje w sprawie budowy źródeł gazowych, które stanowiłyby zabezpieczenie przed rysującymi się deficytami mocy w elektroenergetyce, począwszy od 2017 roku.

WNIOSKI

1. Prognozy energetyczne mogą stanowić dobre narzędzie w kształtowaniu polityki energetycznej kraju pod warunkiem, że będą właściwie traktowane, nie jako narzędzie do

dokładnego trafiania w przyszłość, ale do wyznaczania trendów i badania skutków ewentualnych zmian założeń, przy których te prognozy były sporządzane.

2. Do opracowywania prognoz energetycznych niezbędne są projekcje rozwoju gospodarczego z wyszczególnieniem prognoz wartości dodanych w głównych sektorach gospodarki.
3. Wątpliwości budzi wydłużanie okresów prognozowania, prowadzące do osłabienia ich przydatności w końcowych okresach prognoz – ze względu na konieczność agregacji wskaźników w modelach i zwiększenie niepewności w zakresie rozwoju nowych technologii energetycznych.
4. Pojawiające się ostatnio zagrożenia deficytu mocy w systemach energetycznych Polski i innych krajów europejskich uwytłumniają konieczność uwzględniania w prognozach kryteriów systemowych i weryfikacji prognoz w zakresie budowy źródeł gazowych.
5. Niezależnie od zastrzeżeń co do sposobu wykorzystywania prognoz w kształtowaniu polityki energetycznej, każdy ośrodek zajmujący się prognozami powinien weryfikować stopień ich trafności, wykorzystując dane statystyczne. Umożliwi to ewentualną korektę założeń do prognoz i formułowanie kierunków badań zapewniających większe możliwości ich wykorzystania.
6. Ocena swoich prognoz prowadzi ARE. Wyniki tej oceny pokazują wystarczającą trafność prognoz, jeśli ograniczy się zbyt optymistyczne założenia co do skutków niektórych mechanizmów wprowadzanych politycznie. Dotyczy to przede

wszystkim mechanizmów proefektywnościowych i ekologicznych.

Stanisław Okrasa, Mirosław Duda

Autorzy są pracownikami Agencji Rynku Energii SA.

* Ostatnio zamiast „struktury źródeł” używa się terminu „miks energetyczny”, który jest niepotrzebnym anglicyzmem lub amerykańizmem w języku polskim.

Materiały źródłowe

1. Polityka energetyczna Polski do 2050 r. (PEP 2050) – informacja na posiedzeniu Zespołu Doradczego ds. Rozwiązań Systemowych w Sektorze Energetyki, luty 2014.
2. Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE 2013.
3. *Poland: Reference scenario 2013*, National Technical University of Athens (NTUA) 2013.
4. Prognoza zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel kamienny i brunatny jako surowca dla energetyki w perspektywie 2050 roku, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, 2013 r.
5. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku, Krajowa Agencja Poszanowania Energii, 2013.
6. Optymalny miks energetyczny Polski do roku 2060 – model DAS, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, 2013.
7. World Energy Outlook 2012.
8. A. Węglarz, *Polski miks energetyczny 2050*, prezentacja na seminarium WISE „Miks energetyczny – jakie scenariusze dla Polski?”, 4 lutego 2014 r.

Refleksje dotyczące polityki energetycznej Polski do 2030 r.

Andrzej Schoeneich

Obecnie obowiązująca „Polityka energetyczna Polski 2030”, zwana dalej PEP 2030, zatwierdzona przez RM 10 listopada 2009 r. po kilku latach dość intensywnych prac, zwłaszcza nad załącznikami do głównego dokumentu, już w momencie jej uruchomienia zawierała częściowo spóźnione (nierealne terminowo) zapisy i była oparta na jednowymiarowej prognozie.

PEP 2030 określa: CELE OGÓLNE wymagane przez UE, np. 3 x 20% (efektywność, OZE, zmniejszenie emisji)

CELE PODSTAWOWE

- Utrzymanie zeroenergetycznego wzrostu (do 2020 r.)
- Wzrost bezpieczeństwa energetycznego
- Rozwój rynku konkurencyjnego

CELE SZCZEGÓŁOWE z tradycyjnym podziałem na:

- węgiel,
- gaz,
- ropę naftową,
- energię elektryczną i ciepło,
- odnawialne źródła energii

oraz zawiera **Program działań wykonawczych** (lata 2009–2012) dla tych podsektorów (jako załącznik – 344 zadania).

Gaz

Główny cel: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostawy gazu ziemnego.

Wykonano wiele ambitnych planów, by osiągnąć ten cel: budowa PMG, interkonektory, terminal LNG Świnoujście. Cel ten przewartościował się w sytuacji nadzwyczajnych wydarzeń na Ukrainie i podjęcia przez polski rząd ambitnych działań na rzecz stworzenia unijnego mechanizmu solidarności gazowej, a także prób na rzecz wspólnych zakupów gazu w ramach Unii Europejskiej.

Podstawowy wskaźnik monitorowania (Lp. 3 str. 28): „...maksymalny udział importu ropy i gazu (łącznie w przeliczeniu na TOE) z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców – w procentach: wartość bazowa 85 (rok 2007), wartość oczekiwaną do 2030 r. poniżej 73” – traci dotychczasowe znaczenie i należy oczekiwać głębokiej przebudowy dotychczasowych celów PEP 2030 w tym zakresie.

Odmienny wskaźnik został ujęty w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko, zatwierdzonym w grudniu 2013 r. przez organa rządowe w zakresie przyszłego rozliczania pozyskanych środków unijnych 2014–2020. Jest to indeks Herfindala-Hirschmana – dywersyfikacja, co powinno być ujednoczone w dalszych pracach nad PEP.

Rząd RP również w tym programie powinien dokonać zasadniczej przebudowy POLiŚ, aby zwiększyć finansowanie budowy projektów gazowo-energetycznych ze środków unijnych, np. do 75% wartości tych projektów.

Cele szczegółowe (3.1.1.2 PEP 2030)

● **Zwiększenie przez polskie przedsiębiorstwa zasobów gazu (-)**

Brak postępu: trwające ponad 4 lata prace nad nowymi przepisami prawa geologicznego i górniczego oraz opodatkowania węglowodorów spowolniły prace poszukiwawcze nie tylko złóż gazu niekonwencjonalnego, ale również w obszarze gazu konwencjonalnego (wskaźnik odbudowy złóż znacznie poniżej jedności).

● **Zwiększenie możliwości wydobywczych gazu krajowego (-)**

Z „Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce” wynika, że bez względu na to, czy PGNiG SA (oraz inne firmy) pozyskają i zaczną zagospodarowywać rozpoznane złoża, nie da się uniknąć spadku wydobycia gazu krajowego (prowadząc prawidłową gospodarkę złóż). Nawet zakładając, że firmy zaczną intensyfikować roboty wydobywcze, w tym na złożach pozasystemowych, to odczuwalne dla rynku efekty będą widoczne za 5–8 lat.

● **Zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski (+)**

Polska skokowo zwiększyła możliwości odbioru gazu z zacho- du głównie dzięki budowie i rozbudowie interkonektorów, a także uruchomieniu tzw. rewersu fizycznego na gazociągu jama- lskim. Obecnie, w razie wstrzymania dostaw gazu ze wscho- du, ok. 70% potrzeb importowych Polska może zaspokajać do- stawami z krajów unijnych. A jeszcze na początku 2011 roku było to tylko 10%.

● **Rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego (+)**

Specustawa dotycząca budowy strategicznych gazociągów oraz pozyskane środki unijne umożliwiły powstanie w latach 2009–2014 ponad 1200 km nowych gazociągów przesyłowych wewnątrz kraju i ich rozbudowa jest kontynuowana. Gorsze warunki ma sieć dystrybucyjna (znacznie mniejsze środki unij- ne), w obrębie której istnieje wiele „wąskich gardeł” i narasta problem modernizacji starych sieci.

● **Pozyskanie przez polskie przedsiębiorstwa dostępu do złóż gazu poza granicami kraju (+)**

Pomimo kilku porażek (przyczyny obiektywne: Libia, Egipt) polskie firmy umocniły się na Morzu Północnym, osiągając ro- snące wydobycie gazu ziemnego (i ropy naftowej).

● **Pozyskanie gazu z wykorzystaniem technologii zgazowa- nia węgla (-)**

Skomplikowana technologia i szczupłość środków finan- sowych powodują, że to potencjalne źródło gazu jest ciągle w fazie doświadczalnej. Nie ma jasnej oceny zasobów węgla, który taniej jest zgazować pod ziemią, aniżeli wydobywać.

● **Wykorzystanie metanu poprzez eksploatację naziemnych odwiertów powierzchniowych (+-)**

Gaz ziemny pozyskiwany tą metodą oraz z tzw. odmetano- wania kopalin ma, niestety, znaczenie tylko lokalne.

GAZ określony jest jako odrębny PRIORYTET (II) w zał. nr 3 do PE 2030 pt. „**Program działań wykonawczych na lata 2009–2012**”.

Priorytetów (Działań od 2.11 do 2.23) jest 13 z podzadania- mi, z tego 8 można uznać za zrealizowane bądź które będą wy- konane z pewnym opóźnieniem, np. 2.12. „Budowa terminalu do odbioru gazu LNG”.

Pięć działań jest możliwych do skutecznego przeprowadze- nia jeszcze w tej kadencji parlamentu, np.:

■ 2.14 „Stworzenie polityki zrównoważonego gospodarowania krajowymi zasobami gazu, umożliwiającego rozbudowę bazy rezerw gazu ziemnego w Polsce”,

■ 2.21 „Stworzenie zachęt do budowy pojemności magazyno- wych (poprzez odpowiednią konstrukcję taryf oraz zapew- nienie zwrotu na zaangażowanym kapitale”,

■ 2.22 „Likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych oraz inwe- stycji liniowych” (na ukończeniu jest procedura legislacyjna dotycząca nowelizacji specustawy o LNG).

* * *

Ocena prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (załącznik nr 2 do PE)

● **Założenia makroekonomiczne:** w większości trafione z wy- jatkami

● **Założenia na energię pierwotną:** znaczne odchylenie, np.:

– nie jest możliwe utrzymanie zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego do 2020 r.,

– ceny uprawnień do emisji CO₂, tj. 60 euro za tonę, nie są realne, dlatego zużycie gazu nie wzrośnie o 40%; mniejsze odchylenia:

– zapotrzebowanie na gaz (przeliczenie na 35,5 MJ/m³): 2010 – 14,1 mld m³, 2020 – 17,1 mld m³, 2030 – 20,2 mld m³.

Ocena generalna PE 2030

– Znaczna część celów – nieosiągnięta: konieczność głębokiej weryfikacji,

ale

– większość celów **dalej aktualna** ze zbliżonymi bądź tymi samymi zapisami, przy konieczności znacznego **przewartościowania** rangi poszczególnych sektorów wobec prawdopodobnie długotrwałego kryzysu ukraińskiego (rosyjskiego),

– **Gaz** (ownictwo) nie prezentuje się lepiej aniżeli inne sektory, choć sektory te często kreują takie opinie,

– zgodnie z art. 15 prawa energetycznego, rząd musi opracować analizę realizacji „Polityki energetycznej państwa” za poprzedni okres – o ile w 2009 r. można było dość łatwo ocenić (jak dawniej) poprzednie rządy, to obecnie będzie bardzo trudno o obiektywną samoocenę sześciu lat rządów koalicji PO–PSL, dodatkowo w warunkach często totalnej krytyki tej polityki przez opozycję,

– załącznik (jako obowiązkowy) – program działań wykonawczych na 4 lata powinien być opracowany na dłuższy okres, tj. na lata 2014–2020, co byłoby zgodne z przyjętym już przez Radę Ministrów **Programem Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko**, adaptującym środki unijne do 2020 r.

Wniosek z oceny: realnie możliwe jest w tym roku opracowanie i uchwalenie przez Radę Ministrów PEP do 2050 r., ponieważ istnieje wiele dokumentów wspierających, jak np.:

- Road Map UE do 2050 i inne akty unijne,
- Strategia Bezpieczeństwa Energetycznego i Środowiska (projekt MŚ),
- Program Polskiej Energetyki Jądrowej (projekt MG),
- ustawa o OZE – projekt z 8 kwietnia 2014 r.,
- projekty kolejnych częściowych nowelizacji prawa energetycznego (mimo że tzw. duży trójpak nie będzie uchwalony w tej kadencji parlamentu),
- opracowania PAN, AGH i niezależnych instytutów w zakresie perspektyw do 2050 r.,
- opracowania KPRM, np. projekt założeń do PE 2050.

Należy odnotować, że 13 kutego br. odbyło się inauguracyjne posiedzenie Zespołu Doradczego ds. Rozwiązań Systemowych w energetyce. Rozpoczęły pracę grupy robocze (7 grup, w tym grupa ds. gazu). **Do zaproponowania rozwiązań (zapisów) w ramach grupy ds. gazu ziemnego, a następnie w całym zespole doradczym Ministerstwa Gospodarki, są (nie wskazując hierarchii) co najmniej następujące zagadnienia:**

- zindywidualizowanie stanowiska (wskazanie scenariusza) wobec polityki klimatycznej UE, która ogłoszona będzie w III kwartale 2014 r. Przeważa opinia, że Polska będzie musiała dostosować się do proponowanego przez Komisję Europejską celu 40% redukcji CO₂ do 2030 r. Ale może być wynegocjowany mechanizm okresu przejściowego, pozwalający na bardziej sprawiedliwy podział kosztów związanych z nową polityką pomiędzy kraje UE.

Dylemat: czy Polska zdąży wypracować jednolite stowisko, które przedłoży w Brukseli i je skutecznie obroni?

- ceny gazu ziemnego będą relatywnie długo i na wysokim poziomie kształtowane przez złe relacje polsko-rosyjskie,

wysokie koszty dostaw gazu katarskiego oraz z USA (i innych kierunków). Kosztowne kontrakty będą ograniczały liberalizację rynku, co może oznaczać wzrost cen dla odbiorców, którzy poniosą także koszty bezpieczeństwa (dywersyfikacji),

- dotychczasowe wyniki poszukiwań gazu łupkowego nie wyjaśniły w żaden sposób uwarunkowań geologicznych i technologii wydobywania tego gazu. Polska stale jest na początku drogi, zaś niezbędne środki finansowe na ten cel tylko częściowo mogą wygospodarować spółki Skarbu Państwa (np. na lata 2014–2016 niewiele ponad 5 mld PLN, podczas gdy potrzeba wielokrotnie więcej). Nawet optymistyczny wariant przemysłowego wydobycia po 2020 r. nie wyprze gazu z importu i raczej tylko zrekomensuje spadek wydobycia ze złóż konwencjonalnych,
- w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw Polska (i wiele innych krajów UE) nie ma wielkiego pola manewru, aby szybko – do 2018–2020 – zmniejszyć radykalnie uzależnienie od Rosji. Polska może domagać się zasadniczych zmian w Road Map UE do 2050, ale UE nie ma możliwości znaczącego zwiększenia pomocy finansowej na niezbędne inwestycje,
- z oceny dotychczasowych skutków tzw. kryzysów wschodnich wynika, że tworzenie jednolitego, solidarnego rynku gazu ziemnego w UE będzie dalej co najmniej opieszale i np. wspólne grupy zakupowe nie są realne. Polska może najwyżej domagać się „brzegowych” wytycznych (dyrektywa zakupowa), jednolicie stosowanych przez poszczególne kraje unijne,
- wykorzystanie gazu w energetyce gazowo-parowej długo nie przekroczy 10% (do 2025 r. – obecnie 3%), choć istnieją bardziej optymalne scenariusze gazowe. Występuje zbyt wielka zależność od ewolucji (nieprzewidywalności) cen uprawnień do emisji CO₂, a tzw. nowela kogeneracyjna nie daje bodźców do rozwoju nowych inwestycji,
- konieczność głębokiej (długofalowej) przebudowy polityki taryfowej, która odbierze prezesowi URE prawo woluntarystycznego zatwierdzania taryf dla odbiorców przemysłowych oraz ustali (przyszłościowo) odejście od taryfowania odbiorców domowych, np. po uznaniu przez KE poprawności funkcjonowania wspólnego rynku gazu UE (co najmniej po 2020 r.). Wobec sytuacji wschodniej można rozważyć utworzenie systemu wsparcia dywersyfikacji, radykalnie zmniejszyć absurdalne i nieprzystające do warunków UE tzw. obligo gazowe i wspierać kogenerację,
- przyjęcie rozwiązań umożliwiających rozwój bazy surowcowej (sensowna ustawa o opodatkowaniu węglowodorów),
- usunięcie barier inwestycyjnych (nowy kodeks budowlany), a wobec kryzysu wschodniego przyjęcie ustawy korytarzowej w możliwie najbliższym czasie.

Grupa ds. Gazu powinna również wypracować ogólny pogląd w zakresie innych sektorów, np. możliwej (jak w Niemczech) synergii ze źródłami OZE, proponując rozwiązania łagodzące naturalną konkurencję pomiędzy nośnikami paliw pierwotnych i odpowiedzieć na pytanie, czy faktycznie, jak wypowiedają się niektórzy eksperci, Polska ma „za dużo gazu”.

Andrzej Schoeneich

W Polsce brakuje wizji nie tylko energetycznej, ale i gospodarczej

Andrzej Sikora

W Polsce brakuje wizji nie tylko energetycznej, ale i gospodarczej na najbliższe 5–15 lat. Brakuje wizji na ekonomiczne, w tym energetyczne jutro. Nie miejsce i czas na to, aby kusić się o dokonywanie analiz obowiązujących, ale zdezaktualizowanych w znacznej mierze dokumentów. Eksperti w swoich opracowaniach zajmowali się wielokrotnie i szczegółowo tematyką surowców energetycznych – ropy, gazu, węgla, energetyki nuklearnej i OZE, w tym wody jako nośnika energii elektrycznej. Ale ich głos przechodzi bez echa...

Kiedy National Geographic Channel w 2009 r. poprosił Michio Kaku¹, amerykańskiego fizyka teoretyka i futurologa, aby zastanowił się, jak będzie wyglądał świat w 2100 roku, podjął on podobne wyzwanie, jakie stało się udziałem Juliusza Verne'a ponad 170 lat temu. Píše on, że „w 1863 roku wielki pisarz Juliusz Verne podjął swój może najambitniejszy projekt. Napisał profetyczną powieść pod tytułem «Paryż w XX wieku», w której z całą mocą ujawnił swój niezwykle talent do przewidywania realiów następnego stulecia. Niestety, manuskrypt zaginął na długi czas, aż do momentu, kiedy jego prawnuk natknął się nań przypadkowo w sejfie, w którym bezpiecznie przeleżał w zamknięciu prawie 130 lat. Zrozumiał, na jaki natrafił skarb, doprowadził do jego wydania w 1994 roku, a publikacja ta stała się natychmiast bestsellerem. W 1863 roku królowie i cesarze wciąż rządili dawnymi imperiami, a zubożali chłopcy zginali karki w mozolnej pracy na roli. Stany Zjednoczone trawiła wojna domowa, która niemal rozdarła kraj na dwie części, podczas gdy energia parowa właśnie zaczynała rewolucjonizować świat. Juliusz Verne zaś przewidział, że Paryż w 1960 roku będzie miał szklane drapacze chmur, klimatyzację, telewizję, windy, superszybkie pociągi, samochody napędzane benzyną, faksy, a nawet coś przypominającego internet. Z niesamowitą precyzją przedstawił obraz życia współczesnego Paryża. (...)»

W jaki sposób Juliusz Verne mógł przewidywać sto lat naprzód z taką wprost zapierającą dech w piersiach dokładnością? Jego biografowie zwrócili uwagę, że chociaż on sam naukowcem nie był, to wciąż wyszukiwał ludzi nauki, zasypując ich pytaniami o wizje przyszłości. Zgromadził olbrzymie archiwum stanowiące zbiór wielkich odkryć tamtych czasów. Verne bardziej niż inni zdawał sobie sprawę, że nauka jest maszyną wstrząsającą podstawami cywilizacji, dającą jej napęd do wkroczenia w nowy wiek z jego zaskakującymi zjawiskami i cudami. Kluczem do wizji Verne'a i jego dogłębnego spojrzenia jest zrozumienie potęgi nauki w dziele rewolucjonizowania społeczeństwa.

Innym wielkim prorokiem technologii był Leonardo da Vinci, malarz, myśliciel i wizjoner. W drugiej połowie XV wieku kreślił piękne i dokładne plany maszyn, które miały pewnego dnia pojawić się na niebie: szkice spadochronów, helikopterów, szybow-

ców, a nawet samolotów. Warto zauważyć, że wiele jego wynalazków mogłoby latać, chociaż owe latające maszyny wymagały jeszcze jednego elementu – co najmniej jednokonnego silnika, a więc czegoś, co pojawiło się dopiero po czterystu latach.

Równie zdumiewający był narysowany przez Leonarda da Vinci plan mechanicznego sumatora, który może o 150 lat wyprzedził swój czas. W 1967 roku błędnie skatalogowany manuskrypt został ponownie przeanalizowany, dzięki czemu ujawniono jego pomysł sumującej maszyny z trzynastoma cy-



frowymi kółkami. Kiedy zakreśliło się korbką, wewnętrzne przekładnie obracały się w odpowiedniej kolejności, przeprowadzając obliczenia arytmetyczne. Maszyna została zbudowana w 1968 roku i działała.

W dodatku w latach 50. XX wieku odkryto inny rękopis, który zawierał szkic automatycznego wojownika, noszącego germańsko-włoską zbroję. Mógł on robić przysiady, poruszać ramionami,

szą i zuchwą. W rezultacie także go zbudowano i stwierdzono, że działa.

Podobnie jak Juliusz Verne, Leonardo miał możliwość uzyskania głębokiego wglądu w przyszłość dzięki konsultacjom z kilkoma wizjonerskimi indywidualnościami swojej epoki. Należał bowiem do niewielkiego kręgu ludzi z pierwszej linii frontu innowacyjności. W dodatku Leonardo zawsze eksperymentował, budował i wykreślał plany, co jest kluczową właściwością każdego, kto chce przekuć myśl w rzeczywistość. Biorąc pod uwagę niezwykle prorocze zdolności Verne'a czy Leonarda da Vinci, zadajemy sobie pytanie, czy można przewidzieć, jak będzie wyglądał świat w 2100 roku. Zgodnie z tradycją obu tych wizjonerów, będziemy (...) przyglądać się dokładnie pracom czołowych naukowców budujących prototypy technologii, które zmieniają naszą przyszłość. Treść (...) nie jest fikcją ani ubocznym produktem przegrzanej wyobraźni hollywoodzkiego scenarzysty, opiera się natomiast na solidnych podstawach wiedzy uprawianej w najważniejszych laboratoriach na całym świecie.

Prototypy wszystkich tych technologii już istnieją. William Gibson, autor powieści „Neuromancer”, który stworzył słowo „cyberprzestrzeń”, powiedział pewnego razu: – *przyszłość już tu jest, tyle że nierównomiernie rozdzielona*.

Wróćmy na moment do rzeczywistości i do kraju „gdzieś między Rosją a Niemcami, gdzieś przed Uralem, ale jeszcze nie w Azji, gdzie do Almaty nie może być daleko...”².

Piszę te słowa, wracając z kolejnej konferencji w Parlamencie Europy z takim mocnym przekonaniem (ciągle w uszach mam charyzmatyczne przemówienie w sesji popołudniowej Connie Hedegaard, komisarza UE ds. klimatu), że podstawowym wyzwaniem, przed którym stoi krajowy sektor paliwowo-energetyczny, jest europejska polityka klimatyczna, której intensyfikacja może bezpośrednio wpłynąć na pozycję surowców energetycznych, w tym przede wszystkim węgla jako paliwa dla energetyki, a w konsekwencji na całą polską gospodarkę. Takim wyzwaniem jest brak polityki gospodarczej – brak *economy policy* w UE. Tak – jej także nie widać w Polsce. A „rewolucja łąpkowa” w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie powoduje zmianę światowych trendów i zmienia energetyczny obraz świata. Pani komisarz powiedziała także – cytuję z pamięci, że: – *dość subsydiowania dojrzałych technologii w odnawialnych źródłach energii. Na to w UE nie ma ani przyzwolenia, ani pieniędzy*. Patrząc z takiej perspektywy i **nie uzurpując sobie prawa do jakiegokolwiek reprezentacji, z właściwą problemowi pokorą myślę, że jestem wyrazicielem opinii środowiska naukowego i podkreślę głośno pojawiającą się co najmniej od trzech lat tezę, że brakuje nie tylko w UE, ale przede wszystkim w Polsce ośrodka, w którym byłyby na bieżąco prowadzone prace analityczne i planistyczne, przede wszystkim (ale pewnie nie tylko) w obszarze szeroko pojętej energetyki. Wiem, że się powtarzam, że to takie zakłęte koło „pobożnych życzeń”, ale ktoś musi...**

Poproszony o swoje tezy na konferencję pt. „**Czy kryzys światowych zasobów?**” – spotkanie Komitetu Prognoz „Polska 2000 Plus” przy prezydium Polskiej Akademii Nauk dla projektu badawczego pt. „**Zagrożenia globalne – barierami rozwoju**”, zaczynałem pisać te tezy pod impulsem informacji o hydratach metanu w Japonii. W pamięci miałem emocje po obejrzeniu filmu „Wafęsa. Człowiek z nadziei” – z jego propozycją dru-

giej Japonii. Ale ciągle mam w świadomości, że „(...) stawiając dziś przed społeczeństwem i rządami kolejnych dziesięcioleci olbrzymie wyzwania («rewolucja łąpkowa w Polsce», energia atomowa, olbrzymi udział OZE w bilansie energetycznym), bez uzyskania zgody społecznej na wdrożenie nowoczesnej polityki energetycznej, zagwarantowania olbrzymich środków finansowych oraz mechanizmów (programów) wsparcia, nie mamy szans na jego realizację. Potrzebny jest rzetelny model ekonometryczny, opracowany w nowym Rządowym Centrum Studiów Strategicznych i bieżąca analiza zmieniającej się sytuacji energetycznej – trochę tak, jak dziś zachowuje się strateg na polu walki. «My, naród» mamy szansę popchnąć Polskę do nowoczesności, do dojścia z «kulturą energetyczną» do najlepszych praktyk i standardów, co w końcu jest wyzwaniem, wartym bardzo trudnej, ciężkiej wieloletniej pracy całego pokolenia Polaków”³.

A przecież gaz ziemny w kraju, w którym polityka energetyczna⁴ najbliższych 20 lat oparta została na węglu, rozszczepianiu atomu i odnawialnych źródłach energii, tak – wydawałoby się – kluczowej roli nie odgrywa. Gdzie więc jesteśmy dzisiaj w naszej strategii energetycznej? Jak za dwadzieścia, trzydzieści lat młode pokolenie Polaków będzie oceniać nasze dzisiejsze wizje, naszą skuteczność, tworzone przez nas dziś podstawy ich egzystencji w połowie XXI wieku? Dziś słabo już pamiętamy, jak atak zimy w październiku 2009 r. po raz kolejny bezwzględnie obnażył słabość systemu przesyłowego polskich sieci elektroenergetycznych. Czy ta kilkudniowa katastrofa energetyczna spowodowała, że przeciętny obywatel Polski czy Europy Środkowej zaczął sobie wyobrażać rzeczywistość bez energii, bez dostaw ropy naftowej ropociągami? Czy może sobie wyobrazić brak w Polsce węgla? Czy w ogóle ma świadomość, w jakim stopniu uzależniony jest od prądu elektrycznego? Dopiero chwile katastrof, klęsk, ale również nieubłagalne anomalie klimatyczne stają się przyczynkiem do ogólnospołecznej (często chwilowej) debaty na tematy energetyczne. Właściwie drugie już pokolenie Polaków żyje w podświadomym przeświadczeniu, że dostawy energii, obecność paliw na stacjach benzynowych, klimatyzowane pomieszczenia czy centra handlowe, gaz do ogrzewania czy gotowania, są niejako przynależne do standardu życia w Unii Europejskiej, a dzięki istniejącej, niejako wszechobecnej infrastrukturze, mamy dostępne „pod ręką” węgiel w najbliższym składzie, benzynę, olej napędowy, gaz w butli i prąd w gniazdku. Co więcej, większość obywateli UE nie dostrzegała tego problemu (nie dotykał nas bezpośrednio), a do niedawna nawet władarze UE sprawy dostaw surowców energetycznych i bezpieczeństwa energetycznego pozostawiali w samodzielnej gestii krajów członkowskich, traktując je właściwie pobocznie czy rozdzielnie od głównego nurtu polityki. Dopiero kryzysy z dostawami gazu do Unii Europejskiej, koncentracja uwagi na unijnej polityce energetyczno-klimatycznej, ale przede wszystkim boom energetyczny, „rewolucja łąpkowa” i obecnie „Anschluss Krymu” spowodowały, że zaczęto baczej przyglądać się, po pierwsze, polityce Rosji (w tym także energetycznej) czy krajów arabskich, takich jak Arabia Saudyjska, Algieria, Iran, Katar, a także zaczęto – w kontekście Traktatu Lizbońskiego – traktować EU-28 jako „jeden podmiot – jeden konsument energii”. Jeszcze przed wdrożeniem rozporządzenia *Security of supply* mało kto na szczelbu UE zadawał sobie

trud, aby spróbować ogarnąć politykę energetyczną największego mocarstwa surowcowego Europy i Azji w kontekście prowadzonej przez parę Putin–Miedwiediew twardej energetycznej polityki globalnej.

W Polsce 9 listopada 2009 r. Rada Ministrów RP przyjęła „Politykę energetyczną do 2030 r.”, a nieco później w raporcie „Polska PL 2030 wyzwania rozwojowe” (tzw. raport Boniego – **czy ktoś dziś jeszcze pamięta** Michała Boniego i **ten jedyny rządowy dokument** planistyczny ostatnich dwóch kadencji?) starano się odpowiedzieć właśnie w tym kontekście globalnym na dylematy energetyczno-klimatyczne.

W raporcie „Polska PL 2030 – wyzwania rozwojowe” cały piąty rozdział poświęcony jest kwestiom bezpieczeństwa energetyczno-klimatycznego w kontekście ich harmonizacji z przyjętymi regulacjami UE. Został on bardzo głęboko osadzony w realiach Polski. Podkreślał z całą mocą **brak podstawowego narzędzia do modelowania zjawisk makroekonomicznych w tym obszarze**.

Zespół ministra Boniego zwrócił w nim wtedy uwagę na konieczność „przygotowania rzetelnej, wieloscenariuszowej prognozy dotyczącej popytu na energię w kraju w różnych sektorach gospodarki, gospodarstwach domowych – uwzględniającej zmienne tempo rozwoju, ale i odpowiedź na wyzwania klimatyczne oraz zmieniającą się strukturę wytwarzania energii. Było to o tyle ważne, że w dalszej części raportu oparto się na prognozach czy symulacjach publikowanych przez organa UE, a według oceny Instytutu Studiów Energetycznych prognozy te są zbyt pesymistyczne, szczególnie jeśli chodzi o silny spadkowy trend spożycia energii w Europie w ogóle, a także przewidywany przez ekspertów z Aten (zobacz model PRIMES, ROADMAP 2050 spadek spożycia gazu ziemnego).

W Polsce brakuje wizji nie tylko energetycznej, ale i gospodarczej na najbliższe 5–15 lat. Brakuje wizji na ekonomiczne, a w tym energetyczne jutro. Nie miejsce i czas na to, aby pokusić się o dokonywanie analiz obowiązujących, ale zdezaktualizowanych w znacznej mierze dokumentów. Eksperti w swoich opracowaniach zajmowali się wielokrotnie i szczegółowo tematyką właśnie surowców energetycznych, ropy, gazu, węgla, energetyki nuklearnej i OZE, w tym wody jako nośnika energii elektrycznej. Ale ich głos przechodzi bez echa... aż pojawia się iskra, teraz KRYM.

PL 2030 stawiał wiele prostych pytań i dylematów dotyczących OZE w bilansie energetycznym kraju (s. 185–187). W większości są to, niestety, do dziś pytania bez prostych odpowiedzi, bez dedykowania odpowiedzialności.

A polityka „odpowiedzi na iskry” bez tworzenia sobie odpowiednio wcześniej przyczółków, pozycji negocjacyjnych, przewag, polityka kolejnych wyborów nie jest – według mnie – energetyczną polityką na obecne czasy. Widzę, że politycy to już zauważyli, ale czy będą w stanie implementować? Oby.

Moim zdaniem, to są „dylematy” do natychmiastowego rozwiązania na drodze polskiej polityki energetycznej, szczególnie w kontekście polskich zobowiązań wobec unijnego programu klimatyczno-energetycznego i międzynarodowej sytuacji politycznej.

Dr inż. Andrzej Sikora, AGH w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych w Warszawie.

¹ Michio Kaku, *Fizyka przyszłości. Nauka do 2100 roku*, Warszawa 2011 r.

² To cytat z Amerykanina, którego spotkałem w Brukseli – niech tak zostanie, bez nazwisk i miejsca dla szczególnie jego, ale i mojego spokoju...

³ M. Kaliski, A. Sikora, *Futurystyczna bajka czy nowy energetyczny świat?*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa”, 3/2013.

⁴ „Polityka Energetyczna Polski do 2030”, www.mg.gov.pl

INTELISTENTNY POMIAR ZUŻYCIA GAZU

- GAZOMIERZE:
 - miechowe
 - laboratoryjne
 - rotorowe
 - turbinowe
 - ultradźwiękowe
- SYSTEMY INTELISTENTNEGO OPIOMIAROWANIA
- REDUKTORY CIŚNIENIA GAZU
- ANALIZA JAKOŚCI GAZU
- SERWIS

Reduktory ciśnienia gazu
IMR10

Analizatory
gas-lab Q1

Gazomierze ultradźwiękowe
Q. Sonicplus

Chromatografy
EnCal 3000

Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych „INTERGAZ” Sp. z o.o.
www.intergaz.eu



Uspołecznimy przyjęcie projektu POIiŚ

Rozmowa z **Elżbietą Bieńkowską**, wicepremier, minister infrastruktury i rozwoju

Dla sektora energetycznego POIiŚ 2014–2020 jest podstawowym źródłem dotacji unijnych na budowę i modernizację infrastruktury energetycznej i gazowej w perspektywie budżetowej UE. Jednak kwota alokacji – 1 mld euro – jest znacznie niższa niż potrzeby absorpcji dotacji, sygnalizowane w konsultacjach przez przedsiębiorstwa z branży energetycznej. Czym uzasadniona jest tak duża dysproporcja pomiędzy transportem z 17,5 mld euro a energią z 1 mld euro? Potrzeby polskiej infrastruktury są olbrzymie, a fundusze, tak małe, obejmują przesył oraz dystrybucję gazu i energii elektrycznej, magazyny gazu i terminal LNG, więc jest to wielki zakres. Czy nie ma tu już żadnego pola manewru?

W latach 2014–2020 w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko sektor energetyki może liczyć łącznie na około 2,5 mld euro, przy czym na wsparcie efektywności energetycznej i odnawialne źródła energii (OZE) przewidziano ok. 1,5 mld euro, a na bezpieczeństwo energetyczne 1 mld euro. Dla porównania: w kończącej się perspektywie 2007–2013 w POIiŚ energetyka uzyskała wsparcie w wysokości około 1,7 mld euro. W nowym programie finansowane będzie zwiększenie produkcji i wykorzystania OZE, redukcja emisji CO₂, podniesienie efektywności energetycznej oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego. Wynika to z naszych krajowych strategii, ale też z zapisów unijnych rozporządzeń regulujących obszary wsparcia polityki spójności.

Przy ustalaniu wielkości środków unijnych dla sektora energetyki wzięliśmy pod uwagę doświadczenia z wdrażania POIiŚ 2007–2013, zwłaszcza sprawność, z jaką realizowane są inwestycje oraz faktyczne zapotrzebowanie na środki wobec pierwotnie zgłaszanego. Należy bowiem pamiętać, że korzystanie ze środków unijnych wymaga wysokiej dyscypliny we wdrażaniu poszczególnych inwestycji w ściśle określonym reżimie czasowym.

Co równie istotne, zgodnie z pakietem legislacyjnym Unii Europejskiej, regulującym m.in. możliwy zakres wsparcia funduszami unijnymi w perspektywie 2014–2020, Komisja Europejska oczekuje skoncentrowania dofinansowania przedsięwzięć i rozwiązań określanych mianem „inteligentnych”. Wymusza to skierowanie strumienia wsparcia na ściśle określony obszar sektora energetyki,

który ten wymóg wypełni. Dodatkowo, istotne ograniczenia w możliwości absorpcji środków nałożą na sektor energetyki nowe regulacje w zakresie pomocy państwa na ochronę środowiska i energię (tzw. EEAG), które obecnie są przedmiotem konsultacji z państwami członkowskimi.

Należy zauważyć, że właściwie w każdym sektorze znajdujemy taki obszar, w którym skala potrzeb inwestycyjnych wykracza daleko poza budżet środków unijnych w ramach polityki spójności. Środki te nie są w stanie zaspokoić wszystkich potrzeb i nie mogą być wyłącznym źródłem finansowania inwestycji w infrastrukturę energetyczną.

W toku konsultacji społecznych nad projektem POIiŚ 2014–2020 ze strony sektora padało wiele propozycji modyfikacji wskaźników realizacji programu, definicji projektów kwalifikujących się do dofinansowania, określenia potencjalnych beneficjentów oraz procedur oceny i kryteriów wyboru projektów do dofinansowania. Niestety, nie wszystkie zostały uwzględnione. Ale pytanie pozostaje aktualne: czy opracowano lub opracowuje się dokument stanowiący uszczegółowienie zapisów POIiŚ, by już na wstępie składania wniosków uniknąć wszelkich wątpliwości interpretacyjnych?

W trakcie konsultacji społecznych projektu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 zebraliśmy wiele opinii. Rozstrzygnięcia do zgłoszonych uwag były podejmowane w ramach uzgodnień pomiędzy resortem infrastruktury i rozwoju a resortami bezpośrednio zaangażowanymi w przygotowanie projektu POIiŚ oraz zewnętrznymi partnerami, którzy prowadzili niezależną ekspercką ocenę tego programu w zakresie ewaluacji *ex ante* i strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Na podstawie zgłoszonych uwag POIiŚ został zmodyfikowany. Część uwag uwzględniono bezpośrednio w treści programu. Niektórych zaś nie – ze względu na zbyt wysoki poziom szczegółowości. Z uwagi na ramowy charakter propozycje te nie mogły zatem zostać w całości uwzględnione wprost w programie. Co istotne – ogólne zapisy programu zapewniają niezbędną elastyczność na etapie jego wdrażania.

Przebieg konsultacji społecznych opisany jest w specjalnym raporcie, który został opublikowany na stronie internetowej ministerstwa. Jednym z elementów raportu jest zestawienie wszystkich uwag zgłoszonych w toku konsultacji społecznych, wraz z podjętym rozstrzygnięciem oraz uzasadnieniem.

Ze względu na wspomniany ramowy charakter programu trwają prace nad przygotowaniem krajowego dokumentu uszczegółowującego. Jego częścią będzie również system wyboru projektów wraz z kryteriami ich oceny. W prace w tym zakresie zostaną zaangażowani – jako gremium posiadające kompetencje do ostatecznego zatwierdzenia dokumentu – niezależni partnerzy społeczno-gospodarczy w ramach komitetu monitorującego POIiŚ 2014–2020. Przewiduje się organizację prekomitetu, jednak formalnie gremium to będzie mogło rozpocząć prace po zatwierdzeniu projektu POIiŚ przez Komisję Europejską.

Zaniepokojenie sektora energetycznego wzbudził również kształt nowych wytycznych KE w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i energetykę (projekt EEAG). Zaniepokojenie to podzielił również minister gospodarki i podkreślił, że wytyczne utrudnią tworzenie odpowiednich warunków do inwestowania w infrastrukturę energetyczną. Tym bardziej że w projekcie wytycznych pojawia się definicja projektów energetycznych, mogąca wykluczyć udzielanie wsparcia na inwestycje w sieci dystrybucyjne. Ponadto, zaproponowane w projekcie rozporządzenia KE w sprawie wyłączeń blokowych (GBER) istotne ograniczenie zakresu wsparcia sektora energetycznego, a także wykluczenie go z możliwości udzielania pomocy regionalnej (RAG) powodują, że znacząco zawężają się możliwości korzystania sektora energetyki ze środków unijnych. Czy istnieje jeszcze możliwość zmiany wytycznych, wycofania tych ograniczeń? Czy podejmie pani jakieś działania w tych sprawach?

Komisja Europejska w ostatnich kilku miesiącach zaproponowała fundamentalne zmiany dotyczące zasad udzielania pomocy publicznej. Nowe rozwiązania wpływają na możliwość korzystania z krajowych i unijnych funduszy pomocowych w sektorze energetycznym od 2014 roku.

W perspektywie 2014–2020 planuje się znaczne wsparcie dla inwestycji w energetyce. Dlatego na bieżąco monitorujemy kierunki zmian w zakresie dopuszczalności pomocy publicznej i podejmujemy działania w celu zapewnienia możliwości finansowania projektów w tym sektorze. Już w październiku 2013 r. wystosowałam list do Johannesesa Hanha, komisarza ds. polityki regionalnej, wskazując na zagrożenia dla wykorzystania środków unijnych w związku z planowanymi zmianami zasad udzielania pomocy publicznej. W odpowiedzi uzyskaliśmy z Komisji Europejskiej informację, że DG REGIO uważnie obserwuje przygotowania dokumentów dotyczących pomocy publicznej w sektorze energetyki i analizuje ich wpływ na projekty finansowane ze środków Unii Europejskiej.

W lutym br., w trakcie trwających wówczas konsultacji dokumentów, strona polska zgłosiła uwagi zarówno do projektu „Wytycznych w sprawie pomocy publicznej na ochronę środowiska i energetykę” (EEAG), jak i rozporządzenia KE, uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 traktatu (GBER). Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju aktywnie uczestniczyło w przygotowaniu przez UOKIK

wspomnianych uwag i na bieżąco wspiera ministerstwa Gospodarki i Spraw Zagranicznych w zakresie przygotowania odpowiednich stanowisk, które są prezentowane na różnych szczeblach w ramach udziału strony polskiej w instytucjach Unii Europejskiej.

Należy zwrócić uwagę, że zaproponowane przez Komisję Europejską w EEAG rozwiązania budzą kontrowersje w wielu państwach członkowskich. Zarówno Polska, jak i inne kraje, w tym niektóre państwa starej „15” – podejmują działania na rzecz utrzymania możliwości wspierania sektora energetyki i krytycznie odnoszą się do propozycji Komisji Europejskiej. Zaproponowane przez KE rozwiązania budzą wątpliwości m.in. ze względu na to, iż w kontekście art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej prerogatywy UE w zakresie energii są ograniczone. Państwa członkowskie mają prawo do określania warunków wykorzystania swoich zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury zaopatrzenia w energię. Należy podkreślić, że wytyczne nie są wiążącym aktem prawnym i wprowadzenie regulacji dotyczących energetyki w takiej formie budzi kontrowersje. Jednak na obecnym etapie prac nad wytycznymi ich wprowadzenie nie jest jeszcze przesądzone.

Również w zakresie projektu GBER nadal toczą się dyskusje z KE. Mając jednak na uwadze stan zaawansowania prac nad tym dokumentem oraz dotychczasowe stanowisko KE, przywrócenie pomocy regionalnej dla sektora energetyki w GBER może być trudne.

Należy podkreślić, że zarówno MIR, jak i inne resorty nadal prowadzą z KE rozmowy na wielu szczeblach w sprawie nowych zasad pomocy publicznej dla sektora energetyki. Sprawa ta była poruszana m.in. w marcu br. podczas spotkania w UOKIK przedstawicieli resortu infrastruktury i rozwoju oraz resortu gospodarki z przedstawicielem w Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji. Temat ten jest również poruszany w Brukseli podczas spotkań z KE i Radą. O ostatecznym kształcie wsparcia inwestycji z sektora energetyki i środowiska zadecyduje wynik negocjacji programów operacyjnych z Komisją Europejską.

Same środki finansowe – w polskich warunkach – to jeszcze nie wszystko, jeśli chodzi o planowanie i realizację inwestycji liniowych, bo blokadą tego procesu są regulacje prawne. Prawie cztery lata trwały dyskusje nad tzw. ustawą korytarzową i skończyły się fiaskiem. Teraz temat wraca. Czy jest szansa, by dwójka wicepremierów odpowiedzialnych za ustawę zdołała ją przygotować, tak aby Sejm przyjął ją jeszcze w tej kadencji?

Niezwłocznie po podjęciu przez Radę Ministrów decyzji o przekazaniu ministrowi infrastruktury i rozwoju projektu ustawy o korytarzach przesyłowych rozpoczęły się prace, które poprzedzają podjęcie decyzji legislacyjnych. Już wstępna analiza wykazała, iż projekt zawiera wiele rozwiązań budzących obiekcje resortów. Dlatego konieczne jest wprowadzenie zasadniczych zmian i przymodelowanie procesu realizacji inwestycji, wraz z opracowaniem narzędzi zapewniających osiągnięcie celów projektowanej ustawy. Nie powinno to jednak wpłynąć na proponowany przez MIR termin przedłożenia projektu pod obrady Rady Ministrów. Zakładamy, że nastąpi to w IV kwartale br., czyli uchwalenie ustawy przez Sejm obecnej kadencji można uznać za realne.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Po równi pochyłej?

Cezary Mróz

Jednym z kluczowych wskaźników pewności lub niepewności przyszłej sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw jest optymizm prognoz zatrudnienia. Rośnie on, oczywiście, wraz ze spadkiem niepewności przyszłej sytuacji ekonomicznej. Perspektywy zatrudnienia zawarte w Barometrze Manpower są dla Polski negatywne.

Według barometru światowego lidera w dziedzinie HR, wyniki sytuują naszą gospodarkę daleko za najszybciej rozwijającymi się krajami Azji czy Brazylią, Turcją oraz USA, ale też w końcówce stawki europejskiej. Co gorsza, w gronie 11 wyodrębnionych sektorów gospodarki, dopiero na 10. miejscu znalazły się energetyka, gazownictwo i wodociągi. Prognoza -8% wskazuje na bardzo słabe perspektywy dla tego sektora i pesymizm panujący wśród pracodawców.

Trudno się temu dziwić. Prosperity dla firm wykonawczych i produkcyjnych w gazownictwie skończyła się wraz z pierwszymi oznakami kryzysu finansowego i gospodarczego, zapoczątkowanego w 2008 roku.

Spadek wielkości środków wydatkowanych na inwestycje i remonty przez spółki dystrybucyjne oraz zwiększająca się z roku na rok liczba firm aspirujących do coraz większego udziału w podziale zleceń powodowały coraz trudniejsze warunki ich funkcjonowania. I choć sytuację ratował nieco zwiększający się z roku na rok budżet inwestycyjny GAZ-SYSTEM, to w dużej mierze padł on łupem kilku firm realizujących najkosztowniejsze i strategiczne inwestycje. Co gorsza, duża część środków rokrocznie pozostawała u inwestorów wskutek ogromnej konkurencji na etapie przetargów i dążenia przez firmy wykonawcze do przejścia zleceń nawet na granicy finansowej i technicznej logiki, a niekiedy daleko za nią. Rodzi to ogromne patologie i jest szkodliwe dla obydwu stron biorących udział w procesie inwestycyjnym.

Szkodliwość takich działań dla firm wykonawczych, produkcyjnych i projektowych, które z własnej i nieprzymuszonej woli zgadzają się na realizację kontraktów na coraz gorszych warunkach finansowych, jest oczywista. I nie chodzi tu tylko o najważniejsze kryterium, jakim bez wątpienia jest wartość



kontraktu, ale także warunki i terminy płatności, uzależnienie płatności od czynników praktycznie niezależnych od wykonawców, jak choćby urzędowe przyjęcie zgłoszenia użytkowania inwestycji. To w sposób oczywisty wydłuża okres finansowania inwestycji przez wykonawców. Jeszcze do niedawna częściowe płatności przy realizowanych

inwestycjach były niemal normą. Teraz stają się czymś wyjątkowym. Jeszcze kilka lat temu wyznacznikiem finansowej wielkości inwestycji był kosztorys inwestorski. Obecnie ten dokument, realizowany niejednokrotnie dużym nakładem czasu na etapie projektowania, stał się dla niektórych inwestorów tylko nic nieznaczącym stosem kartek, bo i tak w budżetach inwestycyjnych zakładane są zupełnie inne wartości, niejednokrotnie nijak mające się do wartości kosztorysowych. Znane są przypadki unieważnienia przetargów, w których wygrywająca cena nie przekroczyła wartości kosztorysowej, a i tak uznawana była za rażąco wysoką. Do czego to prowadzi? Dla firm wykonawczych i produkcyjnych jest to ewidentna bariera rozwojowa, utrudniająca bieżące funkcjonowanie, a w dłuższej perspektywie niosąca groźbę upadku wielu z nich. Dla inwestorów to oszczędności, ale tylko pozorne. Nie trzeba być wybitnym inżynierem, by wiedzieć, że katalogi nakładów rzeczowych, na podstawie których opracowywane są kosztorysy, to nie wysane z palca tysiące cyfr, tylko realne nakłady na wykonanie konkretnych czynności. Nie da się oszukać kosztorysowych wyliczeń i zrealizować inwestycji za 60 czy w niektórych przypadkach nawet 40% wartości kosztorysu, zapewniając przy tym należąco jakość techniczną. Tego typu działanie z góry skazane jest na techniczną nieuczciwość, która rykoszetem odbije się docelowo na inwestorze, bo radość z niskiej ceny trwa o wiele krócej niż zawód spowodowany złą jakością i wysoką awaryjnością.

Co musi się stać, by w tak delikatnej materii, jaką jest bezpieczeństwo użytkowania gazowej infrastruktury, wiodącym wskaźnikiem stała się techniczna jakość, a nie oferowana cena. Rażąco niskie ceny, stosowane najczęściej przez firmy znajdujące się w słabej kondycji finansowej, w celu przetrwania, to dla inwestora realna groźba niedokończenia inwestycji, niosąca wymierne i konkret-

ne koszty. Cytowany przez jeden z portali informacyjnych Jan Chadam, prezes GAZ-SYSTEM, miał stwierdzić, że spółki realizujące inwestycje w gazownictwie zazwyczaj znajdują się w słabej kondycji finansowej. Cieszy fakt, że jest to już widoczne dla gazowniczych inwestorów, przynajmniej niektórych. Samo wychwycenie problemu to dopiero początek walki z nim. Wybawcą gazowniczej branży w najbliższym czasie nie będzie ten, kto w inwestycyjnych tabelach wydobędzie kolejne dziesiątki czy setki milionów oszczędności i odprowadzi je do państwowego budżetu, jakże chłonnego w okresie przedwyborczej walki na obietnice, tylko ten, kto odważy się w tym finansowym marazmie postawić na techniczną jakość i bezpieczeństwo. Ten, kto dostrzeże, że zdecydowana większość przetargów nie podlega ustawie o zamówieniach publicznych i stosowanie w regulujących je SIWZ zapisów wprost z ustawy zapewnia tylko chwilowe i pozorne bezpieczeństwo własnej posady, a nie bezpieczeństwo gazowniczej infrastruktury. W skrajnym przypadku bezpardonowa walka na ceny, nierzadko inspirowana przez gazowniczych inwestorów, spowoduje takie osłabienie firm produkcyjnych i wykonawczych, że będziemy świadkami fali postępowań upadłościowych, a kolejnych inwestycji nie da się zrealizować bez zagranicznego wsparcia wykonawczego. Mieliliśmy mieć chińskie autostrady, możemy mieć także takie gazociągi.

Groźba zapaści dla firm wykonawczych i produkcyjnych jest tym bardziej realna, że gazownicze budżety inwestycyjne na najbliższe lata są równie mało obiecujące, co i niepewne. Co prawda, GAZ-SYSTEM w swych strategicznych planach zakłada wybudowanie do 2018 roku prawie 1000 kilometrów kolejnych gazociągów przesyłowych w ramach korytarza północ-południe, których wartość szacowana jest na kwotę przekraczającą 4 miliardy złotych, ale już plany Grupy Kapitałowej PGNiG są zdecydowanie bardziej enigmatyczne i mniej optymistyczne. Jedynymi pewnikami na poważnym poziomie wydają się inwestycje zgłoszone do dofinansowania ze środków Unii Europejskiej. Kwota 2,3 miliarda złotych, rozłożona na 7 lat, to wartość niewzbudzająca euforii wśród wykonawców i dostawców

usług. Tym bardziej że część tych projektów zapewne nie uzyska finansowego wsparcia, a bez niego najprawdopodobniej nie doczeka się realizacji.

Czy najbliższy okres ma być początkiem końca dla kolejnych gazowniczych firm? Z pewnością nie unikniemy takiego scenariusza, a kolejna część z nich zapewne poszuka miejsca dla siebie w innych branżach gospodarki. Część jednak pozostanie wierna gazownictwu i we wspólnym interesie inwestorów i wykonawców będzie doprowadzenie do konsensusu. Kluczowe byłoby odbiurokratyzowanie regulaminów zamówień niepublicznych i zrównanie wymagań technicznych z oczekiwaniami cenowymi. W interesie obu stron leży także doprowadzenie do nieakceptowania nierealnych cenowo ofert, generujących w dalszym czasie problemy finansowe wykonawców, ale także realne perturbacje techniczne i finansowe

inwestorów. Jest na to wiele prostych metod, sprawdzonych w innych częściach Europy. Najprostszą wydaje się odrzucanie najniższej ceny. Bez szkody dla inwestorów byłoby też zmniejszenie wymagań formalnych wobec wykonawców na etapie przygotowywania ofert. Dziesiątki załączników potwierdzających zdolność do realizacji kontraktu, dublowanych każdorazowo podczas składania kolejnych ofert dla tego samego inwestora, można bez problemu zastąpić systemem okresowych kwalifikacji wykonawców, stosowanych już przez niektórych inwestorów. Dla obu stron to wymierne i oczywiste oszczędności. Tego typu działania wymagają inicjatywy gazowniczych inwestorów, ich dojrzałości i odwagi. Czy branża może na to liczyć?

Autor jest prezesem zarządu SANITGAZ, członkiem zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.



EWE – kierunek na wygodę Klienta

ekonomicznie, wygodnie, ekologicznie

www.ewe.pl



Zmiany w zasadach świadczenia usług dystrybucji w świetle nowej IRiESD

Kamil Iwicki, Adam Wawrzynowicz

Przepisy ustawy „Prawo energetyczne” nakładają na operatorów systemów gazowych obowiązek opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji swoich sieci. Dokumenty takie są istotne dla uczestników rynku gazu ziemnego, zwłaszcza dla użytkowników sieci gazowych. Zgodnie z art. 9g ust. 12 ustawy „Prawo energetyczne”, instrukcje stanowią bowiem integralne części umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, a także umów kompleksowych.

W konsekwencji ich postanowienia mają bezpośrednie przełożenie na prawa i obowiązki wszystkich podmiotów korzystających zarówno z usług operatora systemu przesyłowego, jak i operatorów systemów dystrybucyjnych.

Obok opracowywanej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP), na polskim rynku gazu szczególnie istotną rolę odgrywa „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD) największego polskiego operatora systemu dystrybucyjnego – Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. (OSD). 1 stycznia 2014 r. weszła w życie nowa IRiESD, której opracowanie było kolejnym krokiem w kierunku ujednoczenia zasad świadczenia usług dystrybucji przez OSD na obszarze całego kraju. Wprowadzenie do stosowania jednolitej instrukcji dystrybucyjnej, a także jednej taryfy, jest logicznym następstwem konsolidacji działalności dystrybucyjnej w ramach GK PGNiG, co nastąpiło 1 lipca 2013 r. poprzez przejście i zastąpienie przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. dotychczasowych, regionalnych operatorów systemów dystrybucyjnych, tj. Górnośląskiej Spółki Gazownictwa, Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, Karpackiej Spółki Gazownictwa, Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, Pomorskiej Spółki Gazownictwa oraz Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

W nowej IRiESD wprowadzono wiele zmian, wśród których najistotniejsze to ustalenie jednego obszaru dystrybucyjnego, wdrożenie nowych zasad bilansowania zleceniodawców usług dystrybucji, wprowadzenie możliwości świadczenia usług dystrybucji zwrotnej na zasadach ciągłych, ujednoczenie dla wszystkich zleceniodawców usług dystrybucji zasad ustanawiania zabezpieczeń poprzez wprowadzenie instytucji regulaminu ustanawiania zabezpieczeń, a także wprowadzenie postanowień umożliwiających przygotowanie i wdrożenie nowego, jednolitego dla całego obszaru funkcjonowania spółki, wzorca umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Analizując zmiany wprowadzone w ramach instrukcji, należy zauważyć, że jednolita IRiESD wyeliminowała różnice, jakie występowały w ramach sześciu instrukcji poprzednio funkcjonujących spółek dystrybucyjnych. Istotne jest wprowadzenie na terenie całego kraju jednego obszaru dystrybucyjnego dla każdego rodzaju gazu ziemnego, zamiast sześciu wcześniej funkcjonujących. Zmiana ta powinna ułatwić uczestnikom rynku gazu korzystanie z usług świadczonych przez OSD, a także zagwarantować transparentność i przejrzystość w odniesieniu do zasad świadczenia tych usług. Ponadto, przyjęcie nowej IRiESD umożliwiło ustalenie jednakowych wzorców formularzy wykorzystywanych w procesie zgłaszania przez użytkowników systemu zapotrzebowania na usługi dystrybucyjne.

Kolejną istotną zmianą jest wprowadzenie w IRiESD nowych zasad związanych z bilansowaniem systemu dystrybucyjnego, opartych na tzw. punkcie o nieokreślonej fizycznej lokalizacji w systemie dystrybucyjnym, który jest nowością wprowadzoną do instrukcji. Punkt ten znacząco różni się jednak od punktu wirtualnego, funkcjonującego w systemie

przesyłowym, bowiem o ile w punkcie zlokalizowanym w systemie przesyłowym możliwe jest prowadzenie handlu paliwami gazowymi, to punkt zlokalizowany w systemie dystrybucyjnym może być wykorzystywany tylko i wyłącznie na potrzeby związane z bilansowaniem tego systemu. Dlatego w celu uniknięcia ewentualnych nieporozumień IRiESD nie posługuje się pojęciem „punktu wirtualnego”, ale stosuje bardziej opisowy zwrot „punkt o nieokreślonej fizycznej lokalizacji”. Dzięki wprowadzeniu takiego pojęcia powstała możliwość wdrożenia nowych zasad bilansowania zleceniodawców usług dystrybucji, opartych na procedurze korekt alokacji rozliczeniowych. Głównym celem nowego modelu bilansowania systemu dystrybucyjnego jest doprowadzenie do zrównania ilości paliwa gazowego pobranego przez użytkowników systemu dystrybucyjnego w punktach wyjścia, będących podstawą rozliczenia usługi dystrybucji, z ilościami tego paliwa wprowadzonymi do systemu dystrybucyjnego, wykazanymi w alokacjach. W przypadku, gdy dany zleceniodawca usługi dystrybucji wprowadzi do systemu dystrybucyjnego większą ilość paliw gazowych aniżeli on lub jego odbiorcy zdołali odebrać w punktach wyjścia z tego systemu, OSD odkupi od niego nadwyżkę paliwa gazowego. Jeżeli zaś zleceniodawca usługi dystrybucji wprowadzi do systemu dystrybucyjnego mniejszą ilość paliw gazowych aniżeli zostanie odebrana z tego systemu przez niego lub jego odbiorców, OSD odsprzeda mu paliwo gazowe w ilościach niezbędnych do pokrycia niedoboru. Co ważne, rozliczenia w tym zakresie realizowane będą po cenie referencyjnej gazu, wyznaczonej zgodnie z postanowieniami instrukcji. Wprowadzony mechanizm ma umożliwić skorzystanie przez użytkowników systemu z elastycznej metody bilan-

sowania, a także wpłynąć na zmniejszenie ponoszonych przez nich opłat z tytułu niezbilansowania.

W ramach IRiESD rozszerzono zakres świadczonej przez OSD usługi dystrybucji zwrotnej, polegającej na dostarczaniu paliwa gazowego z systemu dystrybucyjnego do systemu przesyłowego lub na świadczeniu wirtualnej dystrybucji zwrotnej w kierunku przeciwnym do kierunku fizycznego przepływu strumienia paliwa gazowego. Dotychczas tego rodzaju usługi mogły być świadczone wyłącznie na zasadach przerywanych. W ramach nowej IRiESD umożliwiono natomiast ich świadczenie także na zasadach ciągłych.

Istotnym ułatwieniem dla użytkowników systemu dystrybucyjnego jest także przesunięcie – z 10 stycznia na 10 marca każdego roku – terminu składania zbiorczych zgłoszeń zapotrzebowania, zawierających informacje o planowanych ilościach paliwa gazowego, jakie mają zostać przekazane do dystrybucji w kolejnym roku gazowym. Nie ulega wątpliwości, że przesunięcie terminu składania zbiorczych zgłoszeń zapotrzebowania jest rozwiązaniem korzystnym dla użytkowników systemu dystrybucyjnego, pozwoli bowiem z większą precyzją planować działania na kolejny rok.

Kolejną istotną zmianą jest usunięcie z samej instrukcji postanowień określających zasady ustanawiania zabezpieczeń na pokrycie ewentualnych roszczeń finansowych OSD, wynikających z niewłaściwego wykonywania obowiązków przez zleceniodawców usług dystrybucji, będących stroną umów o świadczenie usług dystrybucji. W ugruntowanej przez lata praktyce zasady ustanawiania zabezpieczeń finansowych były częścią opracowywanych przez operatorów instrukcji. Niemniej jednak prezes URE uznał, pomimo wątpliwości zgłaszanych zarówno przez OSD, jak i użytkowników systemu dystrybucyjnego, że nie mają one charakteru regulacyjnego, a w konsekwencji nie powinny być przedmiotem zatwierdzanej przez regulatora instrukcji. W rezultacie w IRiESD wprowadzono rozwiązanie, zaakceptowane przez prezesa URE, zgodnie z którymi zasady ustanawiania zabezpieczeń finansowych powinny być określone w regulaminie ustanawiania zabezpieczeń, obowiązującym wszystkich zleceniodawców usług dystrybucji i stanowiącym wzorzec umowy w rozumieniu przepisów art. 384 i następnych kodeksu

cywilnego. Dzięki takiemu rozwiązaniu powstała podstawa prawna do opracowania i przyjęcia przez OSD regulaminu ustanawiania zabezpieczeń wprowadzających identyczne zasady ich ustanawiania w stosunku do wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego.

W dotychczasowej praktyce każdy zleceniodawca usług dystrybucji, działający na całym obszarze Polski, posiadał 6 umów dystrybucyjnych, pomiędzy którymi istniały niekiedy istotne różnice. Taka sytuacja, w kontekście konsolidacji segmentu dystrybucji GK PGNiG w ramach Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., a także przyjęcia przez tę spółkę jednej IRiESD, byłaby nieuzasadniona. Przyjęcie nowej IRiESD umożliwiło opracowanie przez OSD nowego wzorca umowy o świadczenie usług dystrybucji. Zgodnie z postanowieniami instrukcji, operator taki wzorzec obowiązany był opracować w 30 dni od dnia jej ogłoszenia w biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i przedstawić go wszystkim zleceniodawcom usług dystrybucji do akceptacji. W związku z tym obecnie OSD stosuje jeden wzorzec umowy dystrybucyjnej, co stanowi istotne ułatwienie dla podmiotów korzystających z usług dystrybucji świadczonych przez OSD.

Obok opisanych powyżej – w ramach IRiESD – wprowadzono drobniejsze zmiany, dotyczące m.in. zmiany terminów składania nominacji i renominacji, a także opłat za ich niedotrzymanie. Przeniesiono też do taryfy zasady ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych. Niemniej jednak podstawowym celem nowej IRiESD było nie tyle wprowadzanie fundamentalnych zmian w zasadach świadczenia usług dystrybucji przez OSD, ale ich ujednoczenie. W związku z tym instrukcja ta nie zawiera zmian zasadniczych w stosunku do wcześniejszej obowiązującej instrukcji, opracowanych przez spółki dystrybucyjne będące poprzednikami prawnymi Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.

W najbliższym czasie IRiESD będzie zapewne nowelizowana – z uwagi na konieczność dostosowania jej postanowień do prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. Zgodnie z przepisami rozporządzenia ministra gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi² (dalej rozporządzenie taryfowe), 1 sierpnia 2014 r.

wejdzie w życie obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii zamiast – tak jak jest obecnie – w jednostkach objętości. Należy przy tym mieć na uwadze, że wprowadzenie przez prawodawcę ww. obowiązku nie zostało skorelowane z wprowadzeniem odpowiednich zmian z wprowadzeniem odpowiednich zmian w odrębnych przepisach prawa, a głównie w ustawie z 11 maja 2001 r. „Prawo o miarach”³ i wydanych na jej podstawie rozporządzeniach, co umożliwiłoby prowadzenie rozliczeń z odbiorcami w jednostkach energii w sposób bezpieczny dla przedsiębiorstw energetycznych. W tym kontekście należy wskazać, że przepisy ww. aktów prawnych – z jednej strony – wprowadzają obowiązek wykorzystywania na potrzeby rozliczeń z odbiorcami legalizowanych urządzeń pomiarowych, ale z drugiej – nie wprowadzają możliwości dokonania legalizacji chromatografów wykorzystywanych w procesie wyznaczania ciepła spalania, niezbędnego dla prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. Ponadto, co jest jeszcze bardziej istotne, prawnej kontroli metrologicznej nie podlega sama metoda ustalenia rozliczeniowej wartości ciepła spalania, jako podstawa ustalenia wartości energetycznej paliwa gazowego dostarczonego każdemu odbiorcy. Metoda taka nie została przez prawodawcę ustalona ani w żaden inny sposób usankcjonowana prawnie. Warto przy tym zauważyć, że ww. metoda jest przedmiotem prac zespołu powołanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, który pracuje nad „Standardem prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii”. Niemniej jednak nawet w przypadku przyjęcia takiego standardu nie będzie on posiadał mocy prawnej, obowiązującej wszystkich użytkowników systemów gazowych. W tej sytuacji najbardziej optymalną formą „zalegalizowania” zasad prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii wydaje się ich wprowadzenie do instrukcji odpowiednich operatorów systemów gazowych, co powinno uchronić przedsiębiorstwa energetyczne przed możliwymi nieuzasadnionymi roszczeniami odbiorców kwestionujących zasady przyjętej metodologii wyznaczania ciepła spalania.

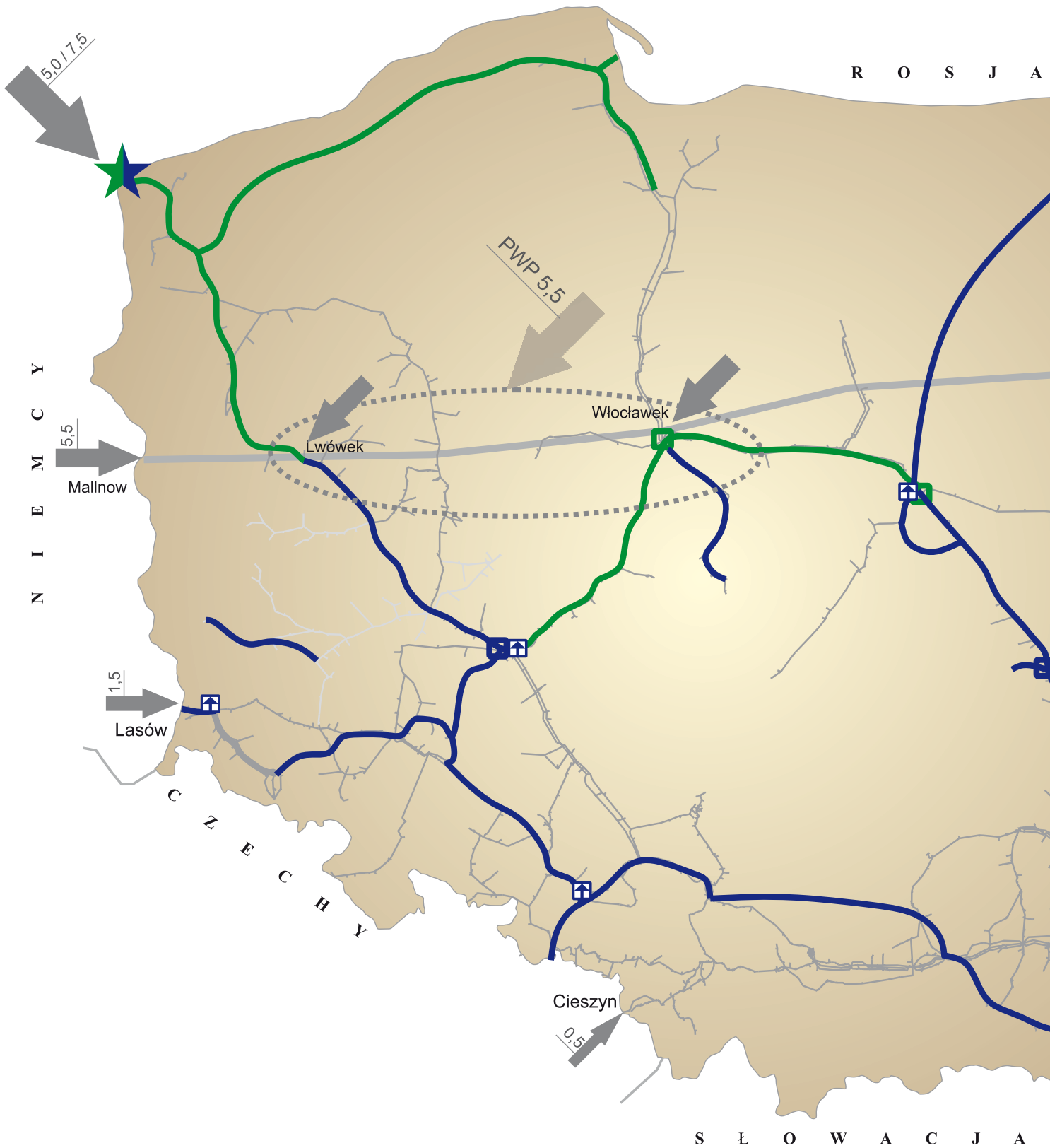
Kamil Iwicki, Adam Wawrzynowicz, radcy prawni, partnerzy w kancelarii Wawrzynowicz&Wspólnicy.

¹ Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.

² Dz.U. z 2013 r., poz. 820.

³ Dz.U. z 2013 r., poz. 1069 – tekst jednolity.

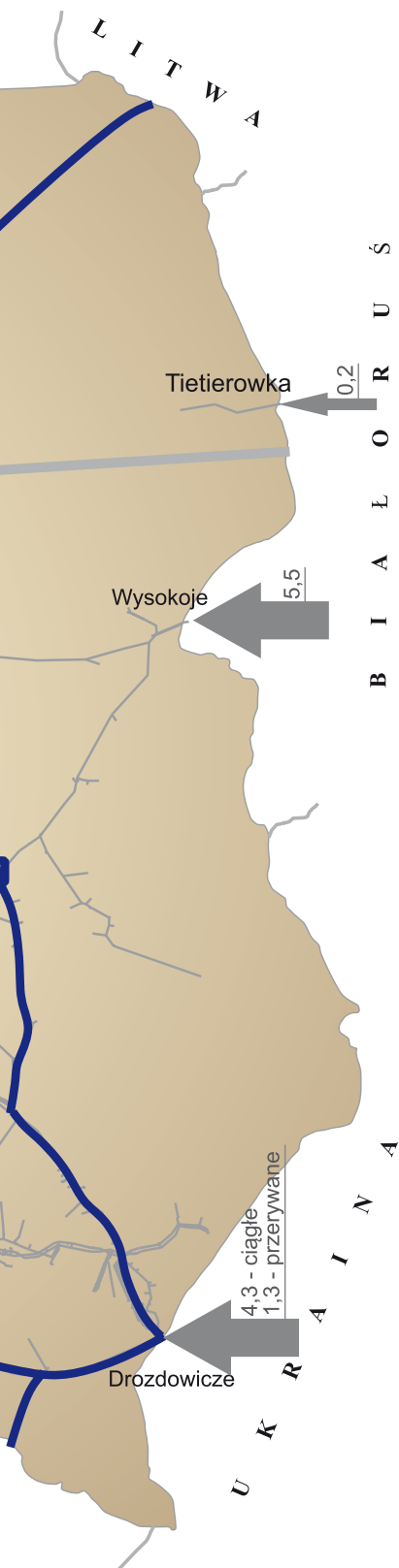
Rozwój systemu przesyłowego i połączeń m



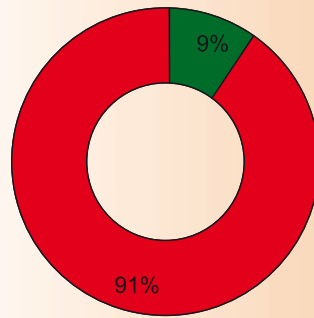
LEGENDA:

- System gazu E
- System gazu Lw
- System Gazociągów Tranzytowych

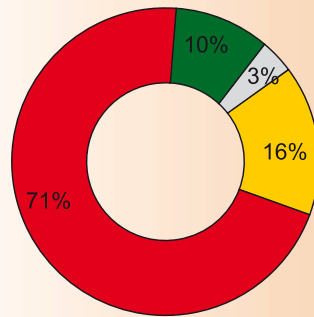
międzysystemowych w Polsce do 2023 roku.



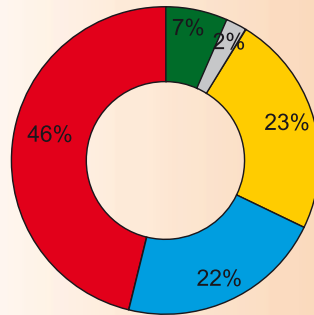
Zmiana struktury i planowane wielkości technicznych możliwości importowych



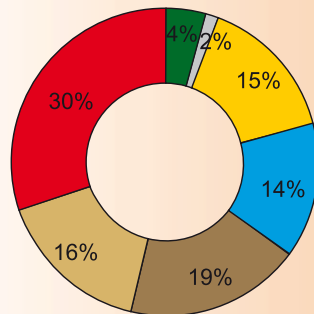
2009



2012



2015



2023

Zasięg sieci przesyłowej 8,4 MPa



Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu poprzez budowę połączeń międzysystemowych z Unią Europejską o przepustowościach przewyższających prognozowane zapotrzebowanie na import umożliwi odbiorcom krajowym pozyskanie gazu z dowolnego kierunku. Realizacja połączeń międzysystemowych zapewni jednocześnie możliwości przesyłania gazu do krajów sąsiednich w ilości do 13 mld m³/rok. Połączenia te przyczynią się do integracji systemów przesyłowych i rynków gazu w Europie Środkowo - Wschodniej.

1,0
 Zdolności techniczne [mld m³/rok]
 Inwestycje w perspektywie 2015r.
 Inwestycje w perspektywie 2023r.

Kierunek wschodni
 Lasów
 Polska - Czechy I (Cieszyn)
 Mallnow

LNG
 Polska - Czechy II (Hat)
 Polska - Słowacja

Dialog i edukacja budują partnerskie relacje

Małgorzata Ciemnołońska

Szansa na pozyskanie dużych ilości gazu z łupków obudziła ogromne nadzieje Polaków. Dlatego poszukiwania i eksploatacja złóż krajowych, w tym także z łupków, jest jednym z priorytetów PGNiG.

Od wielu lat firma dokłada wszelkich starań, aby budować partnerskie relacje ze społecznościami lokalnymi, przedstawicielami organów administracyjnych i ze swoimi interesariuszami. Ponieważ w przypadku niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego mamy do czynienia z wieloma barierami, wynikającymi najczęściej z niedostatecznej znajomości tematu, PGNiG przyjęło rolę edukatora, na którym ciąży obowiązek polityki informacyjnej. Dialog społeczny wpisany jest zresztą w strategię PGNiG, dlatego takie działania mogą tylko ugruntować pozycję spółki jako firmy odpowiedzialnej społecznie. Od początku 2012 roku spółka podjęła wzmoczoną aktywność komunikacyjną związaną z poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Wokół poszukiwań gazu z łupków pojawiło się wiele mitów i niesprawdzonych hipotez. Wielu mieszkańców – na terenach, na których rozpoczynały się lub już trwały prace poszukiwawcze – ma obawy dotyczące jakości wód pitnych w ich studniach, zanieczyszczenia środowiska naturalnego, hałasu związanego z pracami. Dlatego tak ważny w podejmowanych działaniach stał się również aspekt społeczny. Inaczej mówiąc – „inwestowanie” w budowanie relacji ze społecznościami lokalnymi od początku funkcjonowania firmy na danym terenie, niezależnie od ostatecznych wyników poszukiwań.

Pod koniec 2011 roku decyzją prezesa zarządu powołany został zespół roboczy ds. zarządzania relacjami z interesariuszami oraz komunikacji korporacyjnej dotyczącej gazu z łupków. Zadaniem zespołu była, i jest, między innymi koordynacja komunikacji spółki w tym zakresie, w tym współpraca z podmiotami GK PGNiG. Rozpoczynając dwa lata temu działania komunikacyjne wokół poszukiwań gazu z łupków, należało najpierw podjąć współpracę z ekspertami geologii, wiertnictwa i ochrony środowiska. To z kolei umożliwiło rozpoczęcie prac nad przygotowaniem strategii, a następnie planu dialogu i komunikacji.

Skala przedsięwzięcia podjęta przez zespół była ogromna i złożona. Z jednej strony, adresem działań był każdy „Kowalski”, a z drugiej – pojawiła się potrzeba często bardzo precyzyjnej informacji dla konkretnych społeczności

lokalnych, na terenie których prowadzimy lub będziemy prowadzić poszukiwania. W skali ogólnopolskiej wiedza i nadzieje, że gaz z łupków jest naszą szansą na uzyskanie niezależności sprawiły, że, statystycznie rzecz ujmując, nastawienie było i jest pozytywne.

Przygotowując działania lokalne, rozpoczęto prace od szerokich badań społecznych na tych terenach. Badania na zlecenie PGNiG wykonała PBS już w połowie 2012 roku. Wnioski płynące z badania, tj. duża niewiedza na temat gazu z łupków, technologii wykorzystywanych przy jego poszukiwaniu i wydobywaniu, jak również korzyści i ewentualnych zagrożeń z tego płynących to główny powód podjęcia przez spółkę dialogu ze społecznościami lokalnymi miejscowości leżących w bezpośrednim otoczeniu interesujących nas koncesji. Dzięki temu możliwe stało się przygotowanie pod kątem oczekiwań naszych interesariuszy odpowiednich działań komunikacyjno-edukacyjnych, których celem było m.in. „oswajanie” negatywnie nastawionych przedstawicieli społeczności lokalnych oraz osób i organizacji pozarządowych zajmujących się tym tematem, zdobycie przychylności osób nastawionych obojętnie, podtrzymywanie przychylności zwolenników poszukiwań i wydobywania gazu z łupków czy wreszcie budowanie i wzmacnianie relacji z władzami samorządowymi i lokalnymi liderami opinii.

Kolejnym krokiem było przygotowanie kompleksowej informacji nt. gazu z łupków, mającej na celu rzetelne i przejrzyste informowanie wszystkich grup docelowych o szczegółach planowanych przedsięwzięć oraz prostowanie nieprawdziwych informacji nt. poszukiwania i wydobywania gazu niekonwencjonalnego, przedstawienie zalet i korzyści płynących z uruchomienia inwestycji w danej lokalizacji, prowadzenie i promowanie komunikacji dwustronnej ze społecznościami.

Dzięki regularnym spotkaniom zespołu wypracowane zostały określone standardy i schematy postępowania, które replikowane są w kolejnych gminach. Dialog inicjują spotkania ekspertów PGNiG z władzami samorządowymi, którym przekazywane są materiały informacyjne, również na stronę www gminy. Z kolei mieszkańcy danej gminy zapraszani są na spotkania otwarte. Dla nich także organizowane są dyżury informacyjne.

Bezpośredni kontakt z mieszkańcami utwierdził członków zespołu łupkowego w przekonaniu o słuszności podjętych działań. Typowy „Kowalski” chce się dowiedzieć, na czym dokładnie będzie polegać obecność firmy poszukiwawczej na jego terenie, jak przełoży się to na codzienne życie. Do tej pory odbyło się ok. 40 dyżurów ekspertów spółki w miejscowościach i gminach, na terenie których

są planowane lub już prowadzone prace poszukiwawcze. Mieszkańcy mogli porozmawiać z ekspertami i zapoznać się ze specjalnie przygotowanymi materiałami informacyjnymi. Dużym zainteresowaniem cieszyły się też organizowane przez PGNiG wyjazdy studyjne, m.in. do Dębek, Żarnowca czy na wiertnię w Lubocinie.

Na terenie swoich koncesji, w ramach lokalnego programu edukacyjnego, PGNiG zorganizowało również warsztaty dla przedstawicieli samorządowców i mediów lokalnych. Uczestnicy mieli możliwość poznania wszystkich aspektów związanych z poszukiwaniem i przemysłową eksploatacją gazu. Warsztaty takie zostały zorganizowane dla mediów w Gdańsku, Olsztynie i Lublinie. Łącznie w warsztatach wzięło udział ponad 250 osób.

Spółka stara się wspierać społeczność lokalną w realizacji potrzeb istotnych z punktu widzenia jej mieszkańców, budując w ten sposób dobre sąsiedztwo.

Należy również przypomnieć, że w 2012 roku PGNiG zaplanowała i przeprowadziła kampanie edukacyjne w różnych mediach – ogólnopolskich i lokalnych, m.in. w „Gazecie Wyborczej”, „Rzeczpospolitej”, „Fakcie”, „Super Expressie” czy we „Wprost” i „Newsweeku”, a także „Dzienniku Bałtyckim”. Łącznie powstało około 200 publikacji poświęconych tematowi gazu z łupków. Ich celem było przekazanie podstawowej wiedzy na temat poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków oraz odpowiedź na najczęściej wyrażane obawy związane z bezpieczeństwem prowadzonych prac, środowiska, krajobrazu czy ludzi.

Powstał także cykl 10 odcinków telewizyjnych audycji edukacyjnych o tematyce związanej z poszukiwaniem i wydobyciem gazu z łupków. W programach wykorzystano wypowiedzi przedstawicieli szerokiego grona interesariuszy: polityków, firm poszukujących gazu, naukowców, władz lokalnych, samorządów, instytutów badawczych, dziennikarzy, lokalnych przedsiębiorców oraz mieszkańców. Kilkadziesiąt emisji na antenie TVP Gdańsk od lipca do września 2012 roku zgromadziło ponad 280 000 widzów.

Głównym założeniem podjętych działań były również cykliczność i stały dostęp do informacji, a także rzetelna komunikacja. W swoich działaniach komunikacyjnych PGNiG mówi nie tylko o korzyściach wynikających z inwestowania w gaz łupkowy, ale także o wiążących się z takimi inwestycjami zagrożeniach, wyjaśniając jednocześnie, w jaki sposób mogą one być niwelowane.

PGNiG odwołuje się do wiedzy swoich ekspertów, jak również wyników prac niezależnych instytutów badawczych, ale w działaniach edukacyjnych stawia na dialog i dotarcie z informacją do jak największej grupy odbiorców. W tym celu w ubiegłym roku uruchomiony został portal informacyjny www.lupkipolskie.pl. Jest to najważniejsze źródło informacji na temat gazu z łupków. Oprócz podstawowych informacji, tematów związanych z ekonomicznymi, środowiskowymi i technicznymi aspektami poszukiwań i wydobycia gazu z łupków portal gromadzi raporty i stanowiska ekspertów.

Regularnie rozsyłany jest też newsletter do ponad 4 tysięcy odbiorców, w tym przedstawicieli administracji publicznej, Sejmu, Senatu, mediów i samorządów lokalnych, zbierający

najbardziej aktualne dane i wydarzenia dotyczące szerokiego spektrum tematyki łupkowej w Polsce i na świecie.

Ponadto, utworzono celową skrzynkę mailową info@lupkipolskie.pl, przeznaczoną do bezpośredniej, dwustronnej komunikacji PGNiG – społeczności lokalne w sprawach dotyczących poszukiwań i wydobycia gazu z łupków. Informacje o adresie mailowym znajdują się w drukowanych materiałach dotyczących tematu gazu z łupków, w tym na materiałach dystrybuowanych wśród społeczności lokalnych zamieszkujących tereny, na których PGNiG posiada koncesje poszukiwawcze.

Zespół wypracował wspólnie ze spółkami Grupy Kapitałowej „Zasady odpowiedzialnego pozyskiwania gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG SA”, ponieważ należy pamiętać, że odpowiedzialność za cały proces poszukiwania ponoszą wszyscy wykonawcy – od inwestora zaczynając, a na firmach kooperujących kończąc.

Wdrożony został także projekt tworzenia rad konsultacyjnych, których członkowie wybierani są przez lokalne środowiska na podstawie głosowania samych mieszkańców. Pierwszą powołano w grudniu 2012 r. w gminie Krokowa. Pomysł jej utworzenia powstał we współpracy PGNiG z władzami samorządowymi gminy Krokowa. Rada pracuje z mandatu społecznego w celu rzetelnej reprezentacji oczekiwania i potrzeb społeczności lokalnej w relacji z PGNiG. W jej skład weszli reprezentanci mieszkańców, organizacji społecznych, mediów lokalnych, rady gminy oraz wójt gminy. Kolejne rady powstają w innych gminach. Ich zadaniem jest stworzenie formalnej platformy ciągłego dialogu społeczności lokalnych z PGNiG, pozwalającej na konsultacje istotnych kwestii dotyczących poszukiwania gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Działania w ramach dialogu społecznego podejmowane są nie tylko w relacji z lokalnymi społecznościami i lokalnymi liderami opinii, ale także z bardzo istotnymi w tym procesie interesariuszami, jakimi są organizacje ekologiczne. PGNiG przeprowadziło z organizacjami pozarządowymi, m.in. WWF, Koalicją Klimatyczną, Partią Zieloni 2004, Fundacją na rzecz Ekorozwoju i innymi formalne sesje dialogowe, zrealizowane zgodnie z międzynarodowym standardem AA1000. Na spotkanie, które odbyło się w grudniu 2012 r., zaproszono organizacje o ogólnopolskiej skali działań, dla których kwestie związane z poszukiwaniem i wydobyciem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych są istotne i stanowią ważny obszar zainteresowania. Celem spotkania było poznanie i lepsze zrozumienie oczekiwań organizacji pozarządowych względem PGNiG SA, zwłaszcza w zakresie ochrony środowiska i bezpieczeństwa oraz komunikowania o tych zagadnieniach.

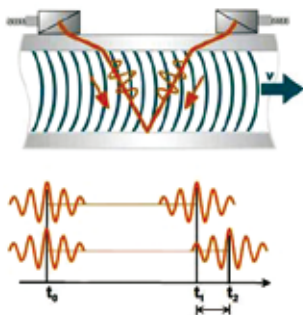
Mimo że tak wiele różnorodnych działań zostało już zrealizowanych, to zapewne zespół łupkowy podejmie nowe wyzwania i ciekawe inicjatywy. Tym bardziej że w dziedzinie komunikacji łupkowej jesteśmy na pewno liderem, bowiem dopiero w ubiegłym roku marszałek województwa pomorskiego poinformował o uruchomieniu kampanii dialogowo-informacyjnej, pod nazwą „Razem o łupkach”, dotyczącej gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Innowacyjny system nawaniania wtryskowego gazu sterowany pomiarem ultradźwiękowym

Andrzej Chmielewski, Sebastian Górka

W związku z modernizacją stacji gazowej Sękocin, PSG Oddział w Warszawie Zakład w Radomiu, w celu zapewnienia odpowiedniego stopnia nawonienia paliwa gazowego, w miejscowości Kotorydz wybudowano nowoczesną nawanianie wtryskową o przepustowości $Q_{\max} = 80\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$, w której wykorzystano wiele nowatorskich rozwiązań.

Przede wszystkim zastosowano urządzenie (rys. 1.) umożliwiające wykonanie pomiaru natężenia przepływu medium w dwóch kierunkach, przy użyciu sygnałów ultradźwiękowych, z wykorzystaniem metody różnicy czasu przejścia. Sygnały ultradźwiękowe, które są wysyłane przez pierwszy przetwornik, zamontowany na jednej stronie gazociągu, odbijają się od jego przeciwnej ściany, a następnie odbierane są przez kolejny przetwornik. Następnie przetworniki zamieniają się rolami i sygnał przesyłany jest w drugim kierunku.



rys. 1.

Ponieważ gaz, w którym rozchodzą się sygnały, ciągle płynie, to czas przejścia sygnału zgodnie z kierunkiem tego przepływu jest krótszy niż w odwrotnym kierunku. Mierzona jest różnica czasów przejścia Δt , która pozwala określić średnią prędkość przepływu na drodze przebiegu sygnałów ultradźwiękowych. Cała procedura pomiarowa jest regulowana przez wbudowane mikroprocesory, a sygnały zakłóceń są eliminowane.

Dzięki zastosowaniu tego nowatorskiego rozwiązania uniknęliśmy konieczności istotnej ingerencji w układ rurowy, związanej z montażem dodatkowych zasuw i kołnierzy, co w znaczny sposób zwiększyło bezpieczeństwo eksploatacji całego układu pomiarowego i pozwoliło zminimalizować liczbę miejsc narażonych na ewentualne awarie. Przy zastosowaniu tradycyjnego przepływomierza, w celu uzyskania możliwości wykonywania pomiaru w obu kierunkach, należałoby zbudować skomplikowany układ obejściowy, co w znaczny sposób podwyższyłoby również koszt wykonania całej nawaniania.

Główne zalety ultradźwiękowych przepływomierzy, które zdecydowały o zastosowaniu takiego systemu do sterowania nawanianie wtryskową:

- pomiar dwukierunkowy, przepływ mierzony jest w obu kierunkach,
- bardzo szeroki zakres pomiarowy $>100:1$,
- pomiar nie jest zakłócony przez zanieczyszczenie gazu oraz wilgotność,
- brak wpływu zakłóceń zaworów oraz sprężarek na dokładność pomiaru,
- dokładny i powtarzalny pomiar, nawet przy niskich natężeniach przepływu,
- bardzo dobra i stabilna dokładność długoterminowa,
- praca niezależnie od przewodności i ciśnienia medium,



fot. 1.

- odpowiedni w każdym zakresie średnicy rurociągu oraz w każdej grubości ścianki,
- pomiar w jednostkach aktualnych i znormalizowanych,
- brak ryzyka wycieku,
- bez zużycia i ryzyka zatoru w rurociągu,
- certyfikowane do stref zagrożenia,
- możliwość zastosowania w rurociągach z ochroną katodową.

Nawianię Dosaodor-D (fot. 2.) – wykonaną w największej z produkowanych wersji – wyposażono w układ dwóch niezależnych elektrozaworów, zapewniono podgrzewanie panela pneumatycznego, a niezbędną do jej pracy różnicę ciśnień uzyskano za pomocą gazu obojętnego z butli.

Z założeń postawionych wykonawcy wynikało, że układ sterowania nawianię, w celu osiągnięcia jej maksymalnej niezawodności i funkcjonalności, ma zapewnić cztery różne tryby pracy.

- Wykonana instalacja do sterowania nawianię, jako podstawowa wykorzystuje gazomierz ultradźwiękowy, który w połączeniu z przelicznikiem sieciowym MacMat podaje wartość bieżącą przepływu gazu do sterownika nawianię Dosaodor w postaci impulsowej. Sterownik ten na podstawie podanego mu przepływu i ustawionych odpowiednich nastaw, a zwłaszcza żądanej wartości nawonienia, odpowiednio często wykonuje wtrysk dawki nawoniacza do gazociągu, aby utrzymywać oczekiwany poziom nawonienia. Jest to podstawowy tryb pracy nawianię.
- Sterownik nawianię Dosaodor posiada dwa rodzaje wejść sterowniczych – analogowe i impulsowe, odzwierciedlających strumień gazu, od którego uzależniony jest proces sterowania i dobierania dawki nawoniacza w procesie nawonienia gazu. Drugie analogowe wejście w sterowniku umożliwiło wykonawcy, poprzez moduł wyjść analogowych, zastosowanie drugiego niezależnego układu sterującego, czyli podającego sygnał przepływu niezależnie od lokalnego układu gazomierza z przelicznikiem. W tym przypadku system nadrzędny PSG Oddział Warszawa Telwin SCADA przeskakuje strumień z punktu pomiarowego Operatora Gazociągów Przesyłowych (powielony pomiar przepływu gazu – jak w opisywanym punkcie) na sygnał analogowy 4–20 mA i przesyła go do modułu wyjść analogowych, a ten podaje tę wartość do sterownika Dosaodor. W systemie Telwin w odpowiednio przygotowanej aplikacji następuje przełączenie sygnałów sterujących w sterowniku Dosaodor, tak aby od tej chwili proces sterowania nawonieniem realizowany był na podstawie wejścia analogowego, a nie impulsowego. W ten sposób w przypadku awarii gazomierza ultradźwiękowego czy uszkodzenia przelicznika lub innej sytuacji awaryjnej istnieje możliwość zdalnego przełączenia iysterowania nawianię zastępczym strumieniem gazu. To drugi z założonego rodzaju pracy.



fot. 2.

- Na bazie instalacji analogowego sterowania przepływem sterownika Dosaodor, w systemie nadrzędnym Telwin SCADA tak wykonano aplikację, że przy załączonym sterowaniu analogowym sterownika Dosaodor istnieje możliwość podania zastępczego strumienia gazu „z ręki”, czyli dowolnej wartości w określonym przedziale, co oprócz dodatkowej rezerwy w systemie sterowania może posłużyć np. do realizacji przewonienia sieci, podając większą niż rzeczywista wartość przepływu. To kolejny z założonych trybów pracy nawianię.
- Ostatnim sposobem sterowania jest, oczywiście, przejście nawianię w pracę kontaktową. Ten rodzaj pracy nawianię realizowany jest właściwie automatycznie przez sterownik Dosaodor, który w wyniku jakiejś awarii czy poprzez przełączenie przez użytkownika sterownika do pracy w system nawonienia kontaktowego zmienia proces sterowania przez odpowiednie zamknięcie i otwarcie zaworów. Warto tu jeszcze dodać, że w chwili utraty zasilania sterownika nawianię również automatycznie przechodzi do pracy w tryb nawonienia kontaktowego.

Wspomniane awaryjne nawonienie kontaktowe służy także na szczególną uwagę. Główną rolę spełnia w nim zaprojektowane specjalnie na potrzeby tej konkretnej inwestycji i umieszczone na gazociągu w podziemnej komorze unikatowej urządzenie spiętrzające,



fot. 3.



zastosowane zamiast tradycyjnej przepustnicy (fot. 3.). Wymagało to wykonania dodatkowej, pełnej dokumentacji zawierającej szczegółowe obliczenia wytrzymałościowe. Takie rozwiązanie ma następujące zalety:

- płynną samoregulację, zależną od ciśnienia i przepływu, realizowaną poprzez wbudowane sprzęgło,
- podwójne uszczelnienie wewnętrzne i zewnętrzne trzpienia, zapewniające niezawodność i bezpieczeństwo użytkowania.

Istotnym elementem nawianialni są także zaprojektowane dla potrzeb tej konkretnej inwestycji dwa zbior-

niki na nawaniacz, każdy o pojemności 470 litrów, co czyni je bez wątpienia największymi w Polsce. Wymagało to również na etapie projektowania i wykonawstwa podjęcia nietypowych wyzwań inżynierskich. Z uwagi na to, że obciążone są one wysokim ciśnieniem (do 6,0 MPa), wynikała konieczność wykonania ich płaszczanie ze standardowych rur, lecz z wyprofilowanych arkuszy blachy o grubości 14 mm.

Realizacja tak wyjątkowej inwestycji wiązała się z różnorodnymi wyzwaniami oraz koniecznością podejmowania przemyślanych decyzji zarówno na etapie projektowania, jak i samego wykonania obiektu. Mimo to inwestycję udało się zrealizować w rekordowo krótkim czasie. Od rozpoczęcia prac projektowych do uzyskania decyzji na użytkowanie upłynęło zaledwie 8 miesięcy.

Po kilku miesiącach bezawaryjnej pracy można stwierdzić, że decyzja o budowie tak nowatorskiej konstrukcji była słuszna, a eksploatacja nowoczesnej stacji nawonienia gazu zapewnia wiele satysfakcji i zadowolenia.

Andrzej Chmielewski, Sebastian Górka – Dział Zarządzania Majątkiem Sieciowym, Polska Spółka Gazownictwa, Oddział w Warszawie, Zakład w Radomiu



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

Systemy ostrzegania przed burzami w obiektach gazowniczych

Andrzej Załęcki

W erze techniki mikroprocesorowej, której towarzyszy gwałtowny spadek odporności urządzeń elektronicznych na zaburzenia elektromagnetyczne, konieczne stało się ograniczanie pośrednich skutków oddziaływania wyładowań atmosferycznych podczas projektowania ich ochrony odgromowej.

Przez 22 lata, od 1989 r. do 2011 r., ochrona odgromowa obiektów gazowniczych, w których występowało zagrożenie pożarem i wybuchem, była z powodzeniem projektowana zgodnie z 3. arkuszem normy serii PN-E 5003: *Ochrona odgromowa obiektów budowlanych. Ochrona obostrzona.*

Obecnie, w erze techniki mikroprocesorowej, której towarzyszy gwałtowny spadek odporności urządzeń

elektronicznych na zaburzenia elektromagnetyczne, konieczne stało się również ograniczanie pośrednich skutków oddziaływania wyładowań atmosferycznych związanych z elektromagnetycznym oddziaływaniem prądu kanału piorunowego. Uwzględniając zmiany, jakie zaszły w technologii zarządzania współczesnymi obiektami gazowniczymi podczas projektowania ich ochrony odgromowej, konieczne jest przeprowa-



Instalacja systemu ostrzegania przed burzami Thor Guard na stacji gazowej: a) czujnik pola elektrostatycznego; b) jednostka procesorowa.

dzenie analizy ryzyka wystąpienia szkód piorunowych również w odniesieniu do systemów umożliwiających zbieranie, archiwizację oraz przesyłanie bieżącej informacji na temat pracy obiektów gazowniczych. Ciągła praca tych systemów ma duże znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej pracy takich obiektów. Analiza ryzyka prawdopodobnych średnich rocznych strat występujących w obiekcie i urządzeniu gazowniczym wskutek doziemnych wyładowań piorunowych w stosunku do całkowitej wartości obiektu lub urządzenia stanowi podstawę dla wiarygodnej oceny konieczności stosowania ochrony odgromowej oraz ustalenia jej niezbędnego poziomu, oznaczanego w normach jako LPL (ang. *Lightning Protection Level*), a także określenia wymaganej klasy systemu ochrony odgromowej LPS.



Nie zawsze jednak zastosowanie tradycyjnych środków ochrony w postaci zewnętrznych instalacji piorunochronnych i układów do ograniczania przepięć jest wystarczającym rozwiązaniem.

W takich przypadkach niezwykle cenna może być informacja o zbliżającym się zagrożeniu burzowym, pozwalająca na podjęcie odpowiednich kroków zapobiegawczych w celu ograniczenia skutków wyładowań atmosferycznych. Poza standardowymi komuni-



Na zdjęciu przedstawiono instalację systemu ostrzegania przed burzami na stacji gazowej na przykładzie systemu Thor Guard.

katami, wydawanymi przez służby meteorologiczne Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej, o zagrożeniu piorunowym na rozległych obszarach (np. całych województw lub kraju), na rynku pojawiły się niezależne systemy o zasięgu lokalnym, umożliwiające ostrzeżenie przed zagrożeniem piorunowym konkretnych obiektów.

W związku z zapotrzebowaniem na takie lokalne systemy wczesnego ostrzegania przed burzami zainstalowano je na czterech obiektach – stacjach redukcyjno-gazowych I stopnia w poznańskim oddziale PSG, w Zakładzie w Kaliszu. Przed zainstalowaniem systemów przeprowadzono testy w okresie burzowym 2012 r. Na tej podstawie wybrano do stosowania system predykcyjny* oparty na czujnikach Thor Guard. System ten na podstawie bieżącej analizy stanu zagrożenia burzowego umożliwia ostrzeżenie nawet przed pierwszym wyładowaniem, rozwijającym się bezpośrednio w chroniony obiekt. Pozwala to na sterowanie urządzeniami zasilania awaryjnego (agregat, UPS). System ostrzegania automatycznie odcina zasilanie z sieci energetycznych. Na czas trwania stanu zagrożenia burzowego odłącza układy wewnętrzne stacji, eliminując główną drogę przenikania przepięć do obiektu. Informacja o stanach alarmowych za pomocą modemów telemetrycznych jest przekazywana na ekrany służb dyspozytorskich, co pozwala dodatkowo na ostrzeżenie ekip serwisowych pracujących w terenie.

Ponadto, wysyłane są powiadomienia SMS-owe do wyznaczonych służb o zagrożeniu burzowym w określonym terenie. Zainstalowane systemy sprawnie działają w Zakładzie w Kaliszu od czerwca 2013 r.

* Predykcyjny – system dostosowuje swoje działanie z wyprzedzeniem, zanim nastąpi zmiana w pogodzie (zagrożenie burzowe).

rok założenia: 1979

RADIATYM[®]

ul. Przewozowa 20
44-100 Gliwice
www.radiatym.com.pl

tel. 32/ 238 83 21
fax 32/ 231 05 15
biuro@radiatym.com.pl

PRODUCENT:

- Monobloków izolacyjnych,
- Połączeń PE/STAL do gazu oraz wody,
- Przyłączy domowych do gazu,
- Izolujących Połączeń Kolnierzowych - IPK,
- Kompensatorów liniowych,
- Zbiorników ciśnieniowych,
- Śluz nadawczo odbiorczych tłoka z szybko-zamknięciem,
- Układów zaporowo-upustowych gazu

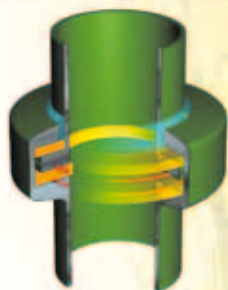
MONOBLOKI

PE/STAL

IPK

ZBIORNIKI

PRZYŁĄCZA
DOMOWE



Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- **Gazomierze:**
 - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowości do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - zwężkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
 - przepływomierze turbinowe CPT od DN25 do pomiarów technologicznych
- **Systemy rejestracji i korekcji:**
 - rejestratory impulsów CRS-03
 - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu bateryjnym/sieciowym
 - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- **Systemy transmisji danych:**
 - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zyskały uznanie klientów w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugalii, Czech, Bułgarii, Mołdawii, Gruzji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

ISO 9001
ISO 14001



Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w siedzibie naszej firmy:
91-205 Łódź, ul. Aleksandrowska 67/93

telefon bezpośredni: 42 253 66 59, centrala: 42 253 66 00, fax: 42 253 66 99
e-mail: common@common.pl www.common.pl

GAZ–SYSTEM S.A. zarządza planem inwestycyjnym przy użyciu metodyki portfolio

Roland Kośka

Czy w firmie „nieprojektowej” warto wdrażać zaawansowane narzędzia zarządzania projektami i portfelami? Odpowiedź jest oczywista, choć nieintuicyjna. Tak. Choć GAZ–SYSTEM S.A. „żyje” z przesyłu – realizacja przedsięwzięć (projektów i programów) jest kluczowym elementem rozwoju przedsiębiorstwa.

Czym jest zarządzanie portfelami?

Po opracowaniu w 2008 roku księgi procedur dla procesu inwestycyjnego oraz po wdrożeniu w 2011 roku metodyki zarządzania projektami GazStep, GAZ–SYSTEM S.A. zakończył kolejny etap doskonalenia wewnętrznych mechanizmów zarządczych. Jest nim opracowanie „Metodyki zarządzania portfelami” (portfolio). W GAZ–SYSTEM S.A. bazowano na światowych standardach zarządzania projektami i portfelami, *Project Management Institute* (PMI), zaimplementowanych do postaci narzędzi i metodyk przez firmę TenStep Polska.

Pojęcie portfela inwestycyjnego odnosimy do grup projektów wybranych do realizacji. Nazwa „portfel projektów” w światowym zarządzaniu pochodzi z obszaru inwestycji kapitałowych. Jest analogią portfela akcji czy obligacji posiadanych przez inwestora. Każdy projekt inwestycyjny ujęty w portfelu (planie inwestycyjnym), podobnie jak akcja lub obligacja, powinien przynieść zamierzony efekt, analogicznie do tego, jak papiery wartościowe dają zysk ze sprzedaży lub dywidendę.

Portfolio jest zbiorem programów oraz innych prac łącznie zwanych komponentami portfela. Są one zgrupowane w taki sposób, aby zwiększyć efektywność zarządzania nimi – w celu osiągnięcia zamierzeń strategicznych organizacji. W przypadku GAZ–SYSTEM S.A., w którym projekty inwestycyjne są realizowane poprzez sześć oddziałów i trzy działy inwestycji strategicznych, portfel inwestycyjny (plan inwestycyjny) składa się z dziewięciu podportfeli przynależnych jednostkom realizującym zadania inwestycyjne.

Portfele projektów w GAZ–SYSTEM S.A.

Metodyka przyjęta do stosowania w lutym 2014 roku w GAZ–SYSTEM S.A. pozwala efektywniej zarządzać budżetem inwestycyjnym i usprawnia porównanie wartości projektów, które wejdą do planu inwestycyjnego. Wybór zadań do ujęcia w portfelu ma zapewnić reali-

zacje celów strategii firmy, w tym wypełnienie zobowiązań spółki wobec polskich i zagranicznych partnerów. Aby tego dokonać, projekty – z natury unikalne i różnorodne – trzeba sprowadzić do jakiegoś wspólnego mianownika – wypracować kryteria porównawcze. GAZ–SYSTEM S.A. nie należy do firm, w których jedynym kryterium wyboru projektów do realizacji mogłaby być ich finansowa efektywność.

Z tego punktu widzenia w GAZ–SYSTEM S.A. projekty można podzielić na trzy kategorie. Po pierwsze – obszar rozwoju – poddawany licznym i złożonym analizom, które są sporządzane na etapie opracowywania planu rozwoju. Pion Rozwoju GAZ–SYSTEM S.A. ma tutaj decydujące znaczenie, w tym zakresie Pion Inwestycji przyjmuje do portfela imienny wykaz zadań, desygnowany do realizacji z obszaru rozwoju spółki.

Drugim wspomnianym powodem realizacji inwestycji jest bezpieczeństwo funkcjonowania systemu przesyłowego. W tym obszarze przyszłe projekty mają swój początek w ocenie stanu technicznego obiektów – zgodnie z procedurą SESP (System Eksploatacji Sieci Przesyłowej). Powstające zgodnie z tą procedurą wnioski inwestycyjne rozpoczynają projekty zmierzające do odtworzenia obiektów, np. przebudowy istniejących stacji, węzłów, tłoczni i gazociągów. Ocena i porównanie tego typu projektów są trudne, komplikuje je również specyfika terenowa. Podobne technicznie projekty mogą być bardziej lub mniej ważne z punktu widzenia różnych oddziałów. Oddziały wykazują bowiem dużą różnorodność z powodu historycznych aspektów powstawania systemu (na południu, w centrum i na zachodzie Polski), a także specyfiki lokalizacyjnej, np. eksploatacja gazociągów w warunkach szkód górniczych, w terenie górzystym czy po gazie koksowniczym.

Trzecią grupę projektów stanowią projekty przyłączeniowe, realizowane w wyniku podpisania umów o przyłączenie. Zgodnie z prawem energetycznym, „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub

dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru”.

Musimy pamiętać też o innych, mniej znaczących, ale – z uwagi na zrównoważony rozwój spółki również nie bez znaczenia – powodach inicjowania projektów, np. tzw. zapleczech (budynki technologiczne i administracyjne siedziby pogotowia gazowego itp.), informatyce (grupa projektów znacząco poprawiająca efektywność funkcjonowania spółki) itp.

Dzięki takiemu podziałowi inwestycji mamy w GAZ–SYSTEM S.A. trzech podstawowych interesariuszy (eksploatacja, rozwój, sprzedaż) biznesowo odpowiedzialnych za projekty. Inwestycje przyjmują na siebie obowiązek realizacji projektów zgodnie z biznesowymi założeniami, które zostają określone na etapie ich zgłoszenia do planu inwestycyjnego.

Ponadto, należy dodać, że uwzględnione w portfolio projekty i programy są dalej zarządzane przy użyciu metodyki zarządzania projektami i programami GazStep, która została opracowana zgodnie ze standardem *Project Management Institute* i wdrożona przy udziale TenStep Polska Sp. z o.o. Metodyka GazStep pozwala w sposób kontrolowany realizować projekty przyjęte do planu inwestycyjnego, jest procesem zarządczo-kontrolnym do procesu realizacyjnego, specyficznego w branży i GAZ–SYSTEM S.A., służącego do budowy gazociągów, tłoczni, węzłów i stacji gazowych. Proces realizacyjny jest tu rozumiany jako zespół działań służących do osiągnięcia wymaganych decyzji i poleceń formalnoprawnych oraz realizacji projektów do momentu uzyskania pozwolenia na użytkowanie.

Metodyka sposobem na uporządkowanie i optymalizację

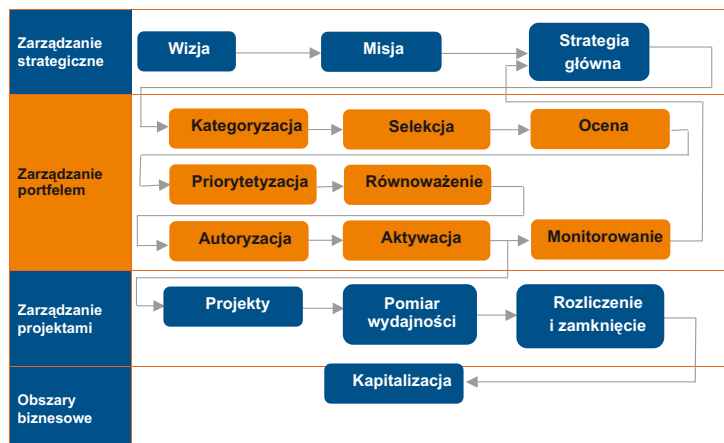
Metodyka wyboru projektów jest tym ważniejsza, im bardziej ograniczony jest budżet inwestycyjny. Im mniej będzie pieniędzy, tym bardziej trzeba optymalizować przyszłe efekty z realizacji portfela.

W GAZ–SYSTEM S.A. metodyka portfolio pozwoliła zmienić spojrzenie na rolę w realizacji portfela, powody realizacji różnych projektów, interesariuszy grup projektów i kryteria hierarchizujące ważność projektów.

Oczywiście, proste porównanie tych grup projektów jest niemożliwe. Dlatego w metodyce specjalne narzędzia do przeprowadzenia właściwego wyboru projektów do realizacji są ujęte w procesie równoważenia portfela. Zakłada się w nim, że pewne grupy projektów powinny być realizowane w organizacji w zakresie dedykowanemu dla tego celu procentowi budżetu bądź konkretnej kwoty budżetu.

Dodatkowym uzasadnieniem dla stosowania metodycznego zarządzania portfelem projektów jest do-

Metodyka portfolio – ogólny wgląd w powiązania międzyprocesowe



stosowanie jego zawartości do posiadanych zasobów realizacyjno-wykonawczych w spółce. Wymaga to wdrożenia procesu raportowania skonsolidowanego. Raport taki, poprzez zestawienie projektów w portfolio z punktu widzenia ich faz realizacji w czasie (czyli zapotrzebowania na określone kompetencje w czasie), pozwoli na bieżąco wykazać i uzupełnić braki mogące spowodować opóźnienia w jego realizacji. Skumulowanie w portfolio projektów na etapie wymagającym jednego typu zasobów o określonych kompetencjach wymaga zatrudnienia dodatkowych osób lub przesunięcia ich z innych jednostek realizacyjnych. W GAZ–SYSTEM S.A. przewiduje się stosowanie takich praktyk w przypadku centralnie zarządzanych działów inwestycji strategicznych w Poznaniu, Rembelszczyźnie i Tarnowie.

Procesy zarządzania portfelem

Dla uporządkowania wiedzy o metodyce należy wymienić procesy wchodzące w jej skład, które w całości stanowią integralny, spójny system dla opracowania, realizacji i monitorowania planu inwestycyjnego i – w końcu – oceny stopnia jego realizacji.

Pierwszy proces systemu to **kategoryzacja**. Polega ona na klasyfikowaniu projektów w pewne grupy z powodu ich realizacji. Poszczególne kategorie podlegają procesowi równoważenia dla właściwego umiejscowienia ich w portfolio – zgodnie ze strategią spółki.



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

Drugim procesem systemu jest **selekcja**, która odbywa się według zasad ustalonych dla kategorii. W procesie tym identyfikuje się projekty do realizacji i następuje eliminacja inicjatyw projektowych niezgodnych ze strategią spółki.

Trzecim procesem jest **ocena** polegająca na zweryfikowaniu zasadności realizacji oraz przypisaniu wartości, jaką realizacja projektu wniesie dla spółki po jego skutecznym zakończeniu.

Czwarty proces to **priorytetyzacja**, która pozwala właściwie usystematyzować projekty – hierarchicznie, ze względu na kryteria ważności dla organizacji. Zakłada się, że w tym procesie, mimo korzyści, jakie realizacja projektów może przynieść, nastąpi rezygnacja z projektów najmniej korzystnych ze względu na ograniczony budżet lub brak zasobów realizacyjno-wykonawczych.

Piąty proces **równoważenia** portfela umożliwi, w przypadku ograniczeń budżetu, zachowanie określonych w założeniach dla opracowania portfela procentowych lub kwotowych nakładów na grupy projektów według kategorii.

Szóstym procesem jest **kapitalizacja**. Polega na ocenie realizacji założeń w zakresie spełnienia celów projektowych po ich zakończeniu. W GAZ–SYSTEM S.A. przyjęto, że proces ten będzie realizowany poza obszarem inwestycji – u właściciela biznesowego podportfela.

„Firma GAZ–SYSTEM S.A. jest szczególnym przedsiębiorstwem. Mimo że funkcjonuje w bardzo trudnych warunkach (gęszcz przepisów prawnych, dziedzina i znaczenie strategiczne) – potrafi stosować nowoczesne mechanizmy zarządzania. Mam porównanie tego, jak wygląda poziom światowego zarządzania projektami, z rynkiem rodzimym. Na świecie spotykam praktyków z tej dziedziny – w projektach czy podczas konferencji, na których prowadzimy prelekcje. Moim zdaniem, GAZ–SYSTEM S.A. może bez kompleksów prezentować tam swoje rozwiązania. Są spójne i przemyślane. Rozważnie i starannie wdrażane. Firma dba, aby dopasowywać rozwiązania organizacyjne do jej specyfiki i polskich warunków. Podczas wdrożenia wielokrotnie też zwracano uwagę na aspekty ludzkie i społeczne. Dlatego dla takich wdrożeniowców jak TenStep to wymarzony, choć trudny (wymagający) klient”.

Marcin Guzik, wiceprezes zarządu TenStep Polska, firmy, która wspierała GAZ–SYSTEM S.A. we wdrażaniu zarządzania projektami i portfelami.

Opracowanie planu inwestycyjnego w GAZ–SYSTEM S.A. wymaga jego wielopłaszczyznowego komponowania – w następujący sposób:

- pierwszą płaszczyzną jest właściciel biznesowy (eksploatacja, rozwój, sprzedaż, informatyka),
- drugą płaszczyzną jest region, umiejscowienie projektu ze względu na jednostkę organizacyjną, realizującą – wnioskującą o realizację projektu (oddziały: Gdańsk, Poznań, Rembelszczyzna, Świerklany, Tarnów, Wrocław i Pion Inwestycji w Centrali),
- trzecią płaszczyzną jest cel strategii spółki, jaki projekty będą realizować (dywersyfikacja, likwidacja

wąskich gardeł, efektywność, bezpieczeństwo eksploatacji),

- czwartą płaszczyzną są aspekty realizacyjne, np.:
 - projekty realizowane według specustawy lub w normalnym trybie,
 - projekty kontynuowane lub nowe,
 - projekty polegające na budowie, przebudowie lub modernizacji czy rozbudowie,
 - kierunki inwestowania (gazociągi, tłocznie, węzły, stacje, obiekty, przyłączenia).

W wyniku potrzeby właściwego skomponowania ostatecznego portfela, przy ujęciu aspektów wyżej wymienionych, znaczenia nabierają inne, techniczne procesy, takie jak:

- konsolidacja portfela, w którym w Pionie Inwestycji tworzony jest portfel inwestycyjny z projektów portfeli pochodzących z oddziałów i pionów centrali spółki,
- priorytetyzacja i równoważenie portfela skonsolidowanego, realizowany w Pionie Inwestycji,
- zatwierdzanie portfela oraz aktywacji projektów i programów,
- aktualizacja i monitorowanie realizacji portfela.

Podstawą zarządzania portfelami jest zarządzanie projektami

Warunkiem niezbędnym do pełnego wdrożenia metodyki, tj. skutecznego zastosowania wymienionych wyżej procesów, jest wdrożenie w organizacji zarządzania projektami. Jakikolwiek optymalizowanie portfela ma sens wyłącznie w warunkach, gdy projekty ujęte w portfelu są skutecznie realizowane, tzn. przyjęte założenia biznesowe dla tych projektów są osiągnięte.

W GAZ–SYSTEM S.A. od 2011 roku działa system zarządzania projektami. Obecnie podejmujemy nowe wyzwania w zakresie jego dalszego rozwoju, z równoczesnym jego skalowaniem, dostosowaniem do rzeczywistych potrzeb według ważności projektów (projekty strategiczne, duże lub małe i projekty przyłączeniowe). Istotnym ograniczeniem w uzyskaniu zadowalającego wykonania projektów i portfela są uwarunkowania formalnoprawne dla realizacji infrastrukturalnych inwestycji liniowych.

Z praktyki GAZ–SYSTEM S.A. można stwierdzić, że przewidywalny biznesowo proces inwestycyjny jest możliwy do zrealizowania w przypadku stosowania specustawowych rozwiązań prawnych dla procesu inwestycyjnego. Metodyka portfolio, opracowana i przyjęta do stosowania w lutym 2014 roku, będzie wdrażana w roku 2014. Oczekujemy, że wszystkie procesy w niej zawarte będą wykorzystane do opracowania i pełnego zarządzania portfelem już od 2015 roku.

Roland Kośka

Roland Kośka, zastępca dyrektora Pionu Inwestycji GAZ–SYSTEM S.A.

Sedlak & Sedlak
numer 1 na polskim rynku badań wynagrodzeń!

Raport dla stanowisk administracyjnych

332 zakłady
366 stanowisk
136 257 pracowników

Raport dla stanowisk produkcyjnych

246 zakłady
193 stanowisk
108 961 pracowników

raport@sedlak.pl
www.wynagrodzenia.pl/raport2013
(12) 625 59 16

badaniaHR.pl

Nowa jakość w polskim HR

kompleksowe badania pracowników i organizacji
(zamówienie, badanie, wyniki, raport - wszystko online)
polskie normy, benchmark dla kilkunastu branż
możliwość przeprowadzenia badania nawet w 24h
koszt badania jednego pracownika już od 1 PLN

Wejdź na **badaniaHR.pl** i sprawdź

O gazie ziemnym na Białorusi

Aleksander Wasilewski

Białoruś należy do krajów bez znacznych zasobów surowców energetycznych, a do źródeł energii, które mogą decydować o bilansie paliwowym kraju należą: torf, zasoby wodne, biomasa, w znikomych ilościach węgiel, ropa i gaz. Zabezpieczenie Białorusi własnymi zasobami energetycznymi wynosi około 15–17% rocznego zapotrzebowania. Warto odnotowania jest, że w czasach Związku Radzieckiego białoruskie zasoby energetyczne pokrywały zaledwie 8,8% zapotrzebowania republiki, z dominującym udziałem dwóch surowców: ropy naftowej i torfu.

Obecnie podstawowym paliwem na Białorusi jest importowany z Rosji gaz ziemny. Jego udział w bilansie energetycznym wynosi ok. 90%. W 2000 r. import wyniósł 16,6 mld m³, a w 2012 r. 22,5 mld m³. Najwięcej gazu zużywają elektroenergetyka, przemysł chemiczny i produkcja materiałów budowlanych. Na Białorusi 95% energii elektrycznej produkuje się z gazu ziemnego. 20% gazu zużywa przemysł, w tym połowę jako surowca w sektorze chemicznym i petrochemicznym. Gospodarka komunalna zużywa 11% gazu.

Do 2007 r. Białoruś kupowała rosyjski gaz po 46,47 USD za 1000 m³, co stanowiło ok. 1,8 mld USD (produkt krajowy brutto wynosił wówczas 40 mld USD). Tani gaz, otwarcie rosyjskiego rynku dla białoruskich towarów oraz wzrost cen surowców energetycznych na światowych giełdach jeszcze w połowie ubiegłej dekady pozwalały reżimowi wspierać nieefektywny przemysł, dotować kołchozowe rolnictwo oraz zaspokajać społeczne potrzeby ludności.

Jednak podwyżka od 1 stycznia 2007 r. importowanych z Rosji gazu i ropy pozbawiła Białoruś tak istotnych pozycji dochodowych w budżecie i gospodarce. Spowodowało to również spadek i tak niskiej konkurencyjności towarów i zmusiło rząd do rewizji polityki społecznej państwa.

W następstwie ograniczenia w grudniu 2010 r. współpracy z UE i USA oraz błędnych decyzji makroekonomicznych Białoruś znalazła się w trudnej sytuacji politycznej i gospodarczej. Kryzys ekonomiczny oraz samoizolacja międzynarodowa doprowadziły do wzrostu kosztów funkcjonowania nieefektywnego modelu nakazowo-rozdzielczego całej gospodarki oraz wzmocnienia zależności Białorusi od Rosji – jako jedyne go kredytora, inwestora i dostawcy surowców energetycznych. Już w 2011 r. najważniejszym problemem w rosyjsko-białoruskich relacjach gazowych była cena gazu. Bieltransgaz zwrócił się do Gazpromu z prośbą o odroczenie płatności za dostar-

czony w trzecim kwartale tego roku gaz. Zgodnie z zapisami kontraktu, cena w trzecim kwartale wynosiła 279 USD za 1000 m³, a strona białoruska płaciła 244 USD (niedopłata wyniosła 144,5 mln USD). W sumie w 2011 r. Białoruś kupiła gaz za 5,2 mld USD, a zalegała z uregulowaniem 18% tej sumy (dług Bieltransgazu został zrestrukturyzowany w związku z jego przejściem przez Gazprom).

Krytyczny stan białoruskich finansów oraz całej gospodarki Rosja wykorzystała – za pośrednictwem ceny za gaz – do przejęcia strategicznego białoruskiego przedsiębiorstwa sektora energetycznego – Bieltransgazu. 25 listopada 2011 r. Gazprom podpisał z Bieltransgazem kontrakt na dostawy gazu do Białorusi i tranzyt gazu przez jej terytorium w latach 2012–2014 oraz umowę z Państwowym Komitetem ds. Nieruchomości RB o sprzedaży 50% akcji Bieltransgazu. 20 grudnia 2011 r. w Moskwie Aleksiej Miller poinformował wicepremiera Władimira Siemaszkę, koordynatora ds. energetycznych, że nowa nazwa Bieltransgazu to Gazprom Transgaz Białoruś.

Bieltransgaz, a obecnie Gazprom Transgaz Białoruś, jest tylko jedną ze spółek-córek Grupy Kapitałowej Gazprom.

4 marca 2013 r. prezydent Aleksander Łukaszenka podpisał dekret nr 154, na mocy którego spółka-córka Gazpromu – Bieltransgaz – została przemianowana na Gazprom Transgaz Białoruś.

Zgodnie z postanowieniami kontraktu, w 2012 r. cena 1000 m³ wynosiła 165,6 USD – o 37,2% mniej niż w 2011 r. W 2012 r. Gazprom sprzedał na Białoruś 22,5, a w 2013 r. 23 mld m³ gazu (4,1 mld USD). Kupując gaz po cenie 165,6 USD, Białoruś zaoszczędziła 2,6–2,7 mld USD.

Mimo że Rosja obniżyła cenę gazu dla Białorusi, to jego ceny dla indywidualnych i zbiorowych odbiorców wcale nie zmalały. Na podstawie rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki RB z 28 grudnia 2011 r. białoruscy przedsiębiorcy indywidualni i osoby prawne kupowały gaz w 2012 r. po takich samych cenach, jakie obowiązywały w 2011 r., czyli 275,8 USD za 1000 m³, a za ilości ponadlimitowe – 375 USD. Przedsiębiorstwa sektora ciepłowniczego, które rocznie zużywają

Zużycie gazu ziemnego na Białorusi w latach 2001–2011 w mld m³

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ilość	15,7	16,1	15,8	17,9	18,4	19,0	18,8	19,2	16,1	19,7	22,5

Źródło: Bieltransgaz, Gazprom, BP Statistical Review of World Energy, June 2012.

około 500 mln m³ gazu, płacili za 1000 m³ 245 USD. Eksperci rynku energetycznego prognozują, że cena gazu dla odbiorców indywidualnych może wzrosnąć do 201 USD za 1000 m³.

Dostawy gazu ziemnego z Rosji na Białoruś w latach 2000–2012 (w mld m³)

2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
16,6	16,8	21,0	21,5	21,5	21,0	22,5

Źródło: Gazprom; Bieltransgaz.

Doroczne zebranie akcjonariuszy Gazpromu, które odbyło się 29–30 czerwca 2012 r. w Moskwie, zatwierdziło następujące kierunki działalności monopolisty na kierunku białoruskim: w 2013 r. Białoruś planowała zakupić w Rosji 23 mld m³ gazpromowskiego gazu, a kupiła 19,5 mld m³. Na 2014 r. import gazu zaplanowano na poziomie 20,4 mld m³ – poinformował w pierwszej dekadzie marca br. w Mińsku Leonid Szeniec, wiceminister energetyki RB. W latach 2012–2014 dostawy gazu na białoruski rynek wyniosą 69 mld m³ – za 17,25 mld USD.

Kryzys gospodarczy na Białorusi, a zwłaszcza spadek produkcji w takich sektorach jak petrochemia, produkcja nawozów mineralnych czy energetyka spowodował, że już za okres styczeń–kwiecień ub.r. Białoruś zmniejszyła import o 2,5% w porównaniu z analogicznym okresem 2012 r. – do 7,8 mld m³, a średnia cena za 1000 m³ spadła o 3,1% i wyniosła 163 USD/1000 m³. Za okres styczeń–wrzesień ub.r. GTB w pełni zrealizował dostawy gazu dla białoruskich odbiorców, które wyniosły 14,5 mld m³. 31 października ub.r. Anatol Fiłonow, wiceminister gospodarki RB, poinformował, że w 2014 r. Białoruś planuje import 22,2 mld m³ gazu ziemnego. W 2014 r. średnia cena gazu dla Białorusi wzrosła do 175 USD/1000 m³.

TRANZYT, MAGAZYNY I NOWE INWESTYCJE

Do chwili przejścia przez Gazprom Bieltransgazu przez Białoruś prowadziły dwa systemy gazociągów tranzytowych: Bieltransgazu i Gazpromu. Odcinek gazociągu Jamal–Europa na terytorium RB od samego początku jego eksploatacji był własnością Gazpromu. Transport rurociągowy gazu ziemnego zajmował bardzo ważne miejsce w polityce tranzytowej Białorusi, a w 2008 r. osiągnięto szczyt przesyłu w kierunku Polski, Litwy i Ukrainy – 51,4 mld m³.

Tranzyt gazociągami białoruskimi, których roczne moce przesyłowe wynosiły 51 mld m³, w ostatnich latach zmniejszał się i do przejścia przez Gazprom Bieltransgazu wynosił 14,5 mld m³ plus 21,5 mld m³ dostawy dla potrzeb Białorusi – nie wykorzystano 30% potencjału gazociągów białoruskich.

Tak się stało również wskutek kryzysu ekonomicznego w krajach UE. W 2009 r. tranzyt gazu wyniósł 44,6 mld m³, spadek o 13,2% w porównaniu z 2008 r., w 2010 r. zmniejszył się do 43,2 mld m³, a gazociągiem Jamal–Europa wyniósł 27,9 mld m³.

Na przykład za okres styczeń–wrzesień 2012 r. wpływy Białorusi z tytułu tranzytu rosyjskiego gazu (36,25 mld m³) wyniosły 346,356 mln USD. Na kierunku Polska–Niemcy tranzyt wyniósł 25,77 mld m³, Ukraina – 6,05 mld m³, Litwa – 2,66 mld m³, a do Obwodu Kaliningradzkiego – 1,72 mld m³. W całym

2012 r. tranzyt wyniósł 44,3 mld m³, a w 2013 r. zwiększył się o 2 mld m³. W 2013 r. tranzyt gazu rurociągami białoruskiej spółki-córki Gazpromu – Gazprom Transgaz Białoruś – wyniósł 48,8 mld m³. W sposób maksymalny wykorzystano moce przesyłowe gazociągu jamalskiego – 34,7 mld m³.

Obecnie na terytorium Białorusi są trzy magazyny gazu ziemnego (PMG): Osipowicze, Przybug i Mozyrz. Ich ogólna pojemność wynosi 1 mld m³ gazu, a moce dobowego poboru 10 mln m³. W 2012 r. większość z zaplanowanych na inwestycje 1,8 mld RUR została przeznaczona na modernizację PMG. Pojemność magazynu Przybug (warstwa wodonośna) wzrosła z obecnych 450 do 600 mln m³, a Mozyrz (kawerna solna) ze 150 mln m³ do 1 mld m³.

PMG Osipowicze oddano do eksploatacji w 1976 r. Obecnie magazyn pracuje w cyklicznym reżimie, a pojemność przekracza 0,3 mld m³. PMG Przybóg pracuje w reżimie eksploatacji przemysłowej od 2000 r. Prowadzone są tu prace modernizacyjne, a obecna pojemność wynosi 0,4 mld m³. Do 2015 r. planuje się zwiększenie mocy magazynowych PMG Przybóg do 0,6 mld m³. Prace nad budową PMG Mozyrz rozpoczęto w 2006 r., a w 2009 r. – próbny pobór gazu 8 mln m³/dzień. Do 2020 r. moce magazynowe tego obiektu wzrosną do 1 mld m³.

23 sierpnia 2012 r. w Kobryniu (Białoruś) Aleksiej Miller, prezes zarządu Gazpromu, przewodniczył (pierwszy raz od przejścia przez Gazprom Bieltransgazu) robocznemu spotkaniu poświęconemu strategii rozwoju białoruskich podziemnych magazynów gazu i magistral gazowych. Do 2020 r. Gazprom planuje w szczycie poboru trzykrotne zwiększenie dobowego poboru gazu z białoruskich PMG.

17 października ub.r. na posiedzeniu zarządu Gazpromu dokonano oceny gotowości systemu podziemnych magazynów gazu (PMG) na okres jesień/zima 2013/2014. Podkreślono, że dobowy pobór gazu na początku obecnego sezonu grzewczego wzrósł do rekordowego poziomu 745,8 mln m³/dzień na początku sezonu wobec 585,8 mln m³/dzień w okresie grudzień/luty sezonu poprzedniego. We wrześniu ub.r. Gazprom oddał nowy PMG w Obwodzie Kaliningradzkim, 22. obiekt Gazpromu na obszarze Rosji.

Dalej w komunikacie z posiedzenia zarządu poinformowano, że praktycznie zakończono uzupełnianie PMG o wielkość pobraną w sezonie jesień/zima 2012/2013. Operacyjne rezerwy rosyjskich PMG wynoszą 69,2 mld m³, o 2,7 mld m³ więcej niż w 2012 r. – rekord w historii rosyjskiego gazownictwa. Razem z podziemnymi magazynami gazu, zlokalizowanymi na Białorusi, Gazprom posiada „operacyjną rezerwę” na poziomie 69,02 mld m³.

SPRAWY GAZU ZIEMNEGO NADAL OMAWIANE SĄ NA NAJWYŻSZYM SZCZEBLU

Sytuacja w sektorze gazu ziemnego jest stabilna, co wynika z faktu, że formalnie od 2013 r. sektor gazowy Białorusi jest własnością Rosji. Bieltransgaz, obecnie Gazprom Transgaz Białoruś (GTB), jest tylko jedną ze spółek-córek Grupy Kapitałowej Gazprom. To jednak nie oznacza, że sprawy gazowe nie są dyskutowane w relacjach między obu krajami. 13 września 2013 r. w Mińsku w rozmowach z prezydentem Aleksandrem Łukaszenką, wicepremierem Władimirem Siemaszko oraz kie-

nia złóż, oraz że Mińsk nie będzie finansował projektu – koszt prac geologicznych ma pokryć „tajemniczy” inwestor.

Działki, na których będzie poszukiwany gaz łupkowy, zostały zatwierdzone dekretem Prezydenta RB z 28 stycznia 2012 r. Porozumienie ze strony Białorusi podpisało Ministerstwo Zasobów Naturalnych i Ochrony Środowiska i zostało umieszczone w rejestrze Państwowego Komitetu ds. Nieruchomości. Obecnie złoża gazu łupkowego badają białoruskie służby geologiczne.

2 października 2012 r. w Mińsku – na konferencji poświęconej ekologicznym aspektom produkcji paliw z łupków i węgla brunatnego – profesor Iwan Lisztwan powiedział, że Białoruś może zaoszczędzić setki miliony dolarów, produkując ropę i gaz z tych dwóch źródeł. Białoruski państwowy koncern paliwowy – Bielorusnafta – wyraził zainteresowanie wydobyciem gazu uzyskiwanego z łupków osadowych na Białorusi. Pomyślnie zainteresowany jest też inny miejscowy potentat – koncern chemiczny Bielnieftiechim.

Według agencji RIA Nowosti, Rosjanie nie powinni się martwić, że Białoruś po odkryciu własnych złóż gazu zrezygnuje z dostaw rosyjskiego paliwa. Jeżeli Białorusini rozpoczną wydobycie gazu z łupków, wciąż będą potrzebować dodatkowych dostaw surowców. Białoruś jest krajem tranzytowym, który transportuje przez swoje terytorium więcej surowców, niż zużywa.

ELEKTROWNIA ATOMOWA I ŻUŻYCIE GAZU

18 lipca 2012 r. w Mińsku – podczas roboczej wizyty premiera Dmitrija Miedwiediewa – podpisano generalny kontrakt na budowę Białoruskiej Elektrowni Atomowej (BEA), a 9 sierpnia tego roku z udziałem prezydenta Aleksandra Łukaszenki odbyła się uroczystość wmurowania kamienia węgielnego pod budowę BEA.

Ta zlokalizowana w powiecie Ostrowieckim na Grodzieńszczyźnie, licząca dwa bloki po 1200 MW każdy, elektrownia będzie zbudowana według projektu AES-2006, który obecnie wdrażany jest w Kaliningradzkiej EA-2. Zakończenie budowy pierwszego bloku planowane jest na 2017 r., a początek eksploatacji zaplanowano na 2018 r. Drugiego bloku natomiast odpowiednio – na 2019 r. i 2020 r. Rosja jest jedynym kredytodawcą, wykonawcą inwestycji, wyłącznym dostawcą paliwa nuklearnego oraz będzie decydować o cenie energii elektrycznej produkowanej przez BEA.

Z wyliczeń Ministerstwa Energetyki RB wynika, że produkcja energii elektrycznej BEA pozwoli zredukować import około 5 mld m³ gazu rocznie. Obniży koszty wytwarzania energii oraz ograniczy emisję gazów cieplarnianych do atmosfery o 7–10 mln ton rocznie. Ponadto, eksperci białoruscy wskazują na znacznie mniejszą podatność energetyki atomowej na wahania cen surowca – w odróżnieniu od elektrowni zasilanych gazem, co gwarantuje większą stabilność taryf dla odbiorców.

* * *

Na Białorusi poza źródłami energii odnawialnej praktycznie nie występują inne źródła energii, a to oznacza, że wła-

sne zasoby ropy, gazu i węgla – ani w obecnych czasach, ani w przewidywalnej przyszłości nie będą w stanie zaspokoić potrzeb paliwowych kraju. Do oddania do eksploatacji elektrowni atomowej w Ostrowcu gaz ziemny – pozostanie nie tylko jednym z najważniejszych źródeł zasilania budżetu, ale też podstawowym surowcem energetycznym dla przemysłu, energetyki, transportu i gospodarki komunalnej.

Przejęcie Bieltransgazu przez Gazprom oraz oddanie do eksploatacji dwóch nitek gazociągu Nord Stream zmieniły otoczenie gazowe Polski i Unii Europejskiej. Rosja zwiększyła swoje moce tranzytowe i magazynowe w kierunku europejskim. Obecnie – wobec niejasnej sytuacji dotyczącej przesyłu gazu przez Ukrainę oraz ograniczonego tłoczenia gazociągiem Nord Stream – kierunek białoruski jest najbardziej stabilnym korytarzem tranzytu gazu Rosja–Europa.

Od zakończenia w listopadzie 2012 r. transakcji w sprawie przejścia przez Gazprom Bieltransgazu Gazprom/Rosja, monopolista, dwukrotnie zwiększyła średnie miesięczne wynagrodzenie pracownikom Gazprom Transgaz Białoruś, przystąpiła do modernizacji rurociągów i podziemnych magazynów gazu na terytorium Białorusi oraz budowy w Mińsku „monumentalnego” centrum biznesowo-usługowego.

Regularnie na różnych szczeblach podnoszony jest temat budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego. 22 listopada 2012 r. w Mińsku – podczas spotkania z prezydentem Aleksandrem Łukaszenką – Aleksiej Miller powiedział, że w 2012 r. tranzyt wyniesie 43,5 mld m³, a docelowo – w perspektywie krótkookresowej – 50 mld m³. Do sprawy budowy Jamal–Europa-2 powrócił prezydent Władimir Putin, który 3 kwietnia ub.r. – na spotkaniu z Aleksiejem Millerem – zalecił ponowne rozpatrzenie budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego. W połowie maja ub.r. za budową drugiej nitki opowiedział się Michaił Miasnikowicz, premier rządu białoruskiego.

7 czerwca ub.r. na konferencji prasowej w Mińsku A. Surikow, ambasador FR, poinformował, że rozmowy w sprawie budowy gazociągu Jamal-Europa-2 będą prowadzone nie tylko między Polską a Rosją, ale także z udziałem Białorusi jako kraju tranzytowego. Rosyjski dyplomata dodał, że strona polska potwierdziła zainteresowanie posiadaniem w bilansie paliwowym 15 mld m³ gazu, co oznacza że wszystkie sprawy wokół budowy nowej nitki zostaną uregulowane jeszcze w listopadzie.

Mińsk, listopad 2013 rok

Aleksander Wasilewski – urzędnik służby zagranicznej. Do jego szczególnych zainteresowań należą problemy dotyczące miejsca i roli ropy naftowej oraz gazu ziemnego w polityce europejskiej i światowej. W sprawach tych wypowiadał się na krajowych i międzynarodowych konferencjach i seminariach, jest też autorem artykułów na temat znaczenia ropy i gazu w stosunkach międzynarodowych.

W 2005 r. nakładem Wydawnictwa Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie ukazały się jego dwie prace: „Ropa naftowa w polityce Rosji” i „Gaz ziemny w polityce Rosji”. W lipcu 2011 r. wydawnictwo Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie wydało książkę jego autorstwa pt. „Ropa naftowa w XX wieku”. W kwietniu 2012 r. Wydawnictwo KAPRINT z Lublina wydało książkę pt. „Gaz ziemny paliwem XXI wieku”, której jest współautorem, razem z profesorem Politechniki Warszawskiej, Henrykiem Kaproniem.

Miejsce Algierii na europejskim rynku gazu ziemnego

Ryszard Węcowski

Algieria zajmuje trzecie miejsce na liście zewnętrznych dostawców gazu do Unii Europejskiej. Pochodzi z niej 9% gazu sprzedawanego na rynku wspólnotowym. W odróżnieniu od Rosji i Norwegii, które zajmują odpowiednio pierwsze i drugie miejsce na tej liście, zarówno sama Algieria, jak i jej przemysł gazowy nie są w Polsce dobrze znane. Wynika to głównie z faktu, iż gaz z tego państwa nie trafia do naszego kraju.

Algieria jest dziewiątym co do wielkości producentem gazu ziemnego na świecie (81,5 mld m³ w 2012 roku). Potwierdzone zasoby gazu na jej terytorium wynoszą 4,5 biliona m³, co daje jej 10. miejsce w globalnym rankingu. Około połowy tych rezerw zgromadzonych jest w eksploatowanym od 1961 r. złożu Hassi R'Mel, będącym jednym z największych złóż gazowych na świecie. Szacuje się także, iż kraj ten dysponuje pokaźnymi zasobami gazu łupkowego.

Posiadane zasoby, a także bliskość położenia, predysponują Algierię do bycia znaczącym dostawcą gazu na europejskie rynki. Algierczycy wcześniej spostrzegli tę szansę i pierwsze dostawy do Europy rozpoczęli już w 1964 roku. Gaz w formie skroplonej dostarczany był statkami do Wielkiej Brytanii. Podpisana wtedy umowa była pierwszym komercyjnym kontraktem na dostawy LNG na świecie. W 1983 roku Algieria zaczęła natomiast dostarczać gaz za pomocą gazociągów przesyłowych (gazociągiem Transmed do Włoch).

W 2012 r. Algieria wyeksportowała 50,1 mld m³ gazu ziemnego. Dominującym kierunkiem eksportu jest Europa, dokąd trafia 95% algierskiego gazu. Ze względu na bliskość geograficzną, dostarczany jest on głównie do krajów Europy Południowej. Dane zawarte w załączonyj tabeli wskazują wyraźnie, iż dla Algierii najważniejszymi partnerami handlowymi na Starym Kontynencie są Włochy i Hiszpania. W państwach tych sprzedawane jest odpowiednio 44% i 31%

eksportowanego do Europy gazu. Z punktu widzenia odbiorców, Algieria jest ważnym partnerem handlowym dla Portugalii, Hiszpanii, Włoch i Słowenii, w których to krajach udział algierskiego gazu w rynku przekracza 20%. Warto zwrócić uwagę na Słowenię, która jest jedynym krajem byłego bloku socjalistycznego, kupującym gaz z tego kierunku. Z punktu widzenia łącznego wolumenu gazu eksportowanego przez Algierię, ilości sprzedawane do Słowenii nie są duże, zaspokajają jednak potrzeby tamtejszego rynku aż w 23%. Wśród odbiorców pozaeuropejskich należy wymienić Maroko i Tunezję, dla których dostarczany przez Algierię gaz stanowi w większości przypadków zapłatę za użytkowanie przebiegających przez te państwa gazociągów przesyłowych. Niewielkie ilości gazu

w formie LNG wysyłane są także do różnych odbiorców na całym świecie.

Okolo dwóch trzecich algierskiego eksportu gazu odbywa się za pomocą gazociągów przesyłowych. Obecnie istnieją trzy podmorskie połączenia gazociągowe z Europą: Transmed (przez Tunezję i Sycylię na Półwysep Apeniński), Pedro Duran Farell (przez Maroko do Hiszpanii) i Medgaz (bezpośrednio do Hiszpanii). Łączna ich przepustowość przekracza 52 mld m³ rocznie i wykorzystywana jest jedynie w dwóch trzecich. Istnieje więc możliwość znacznego zwiększenia eksportu bez ponoszenia dodatkowych nakładów na rozbudowę systemu przesyłowego. Dodatkowo, istnieją plany budowy gazociągu Galsi (przez Sardynię na Półwysep Apeniński). Ponadto, planowana jest budowa gazociągu transsaharyjskiego, którym do Algierii sprowadzany byłby gaz z Nigerii. Budowa tego gazociągu spowodowałaby, iż Algieria stałaby się miejscem lokalizacji znaczącego międzynarodowego hubu gazowego. Bliskość Europy powoduje, iż potencjalne koszty transportu gazu gazociągiem są niższe niż w przypadku kierunków alternatywnych. Szacuje się, iż mogą wynosić one około 50% kosztów transportu gazu

Charakterystyka algierskiego eksportu do Europy w 2012 roku

	Wielkość dostaw (TWh)	Udział gazu eksportowanego do danego państwa w całości algierskiego eksportu do Europy [proc.]	Udział gazu z Algierii w rynku gazu ziemnego w danym państwie [proc.]
Francja	45,9	8,8	9,3
Grecja	8,4	1,6	17,8
Hiszpania	160,3	30,9	44,2
Holandia	0,5	0,1	0,1
Słowenia	1,9	0,4	22,9
Portugalia	27,1	5,2	54,1
Włochy	230,3	44,4	29,1
Wielka Brytania	1,3	0,3	0,2
Turcja	43,4	8,4	9,0

Źródło: Opracowano na podstawie danych z Eurogas Statistical Report 2013.

z Norwegii czy Rosji. Czynniki ten odgrywa jednak istotną rolę tylko w okresach, gdy ceny gazu są niskie. W okresie wysokich cen traci on natomiast na znaczeniu. Dostawy pod postacią LNG stanowią jedną trzecią algierskiego eksportu.

Eksport gazu ziemnego przez Algierię wykazuje jednak w ostatnich latach tendencję spadkową. Stanowi to istotny problem, ponieważ gospodarka tego państwa jest uzależniona od ropy i gazu ziemnego. Pieniądze ze sprzedaży węgłowodorów stanowią aż 97% przychodów z eksportu oraz 65% przychodów budżetowych, a sama sprzedaż generuje 30% PKB. Przyczyny spadku eksportu mogą być dwojakie. Część można przypisać zmniejszeniu się zapotrzebowania na gaz w Europie z powodu kryzysu gospodarczego. Algieria ten kryzys odczuła szczególnie, ponieważ jej największymi klientami są kraje Europy Południowej, które ucierpiały najbardziej. Spadek eksportu spowodowany jest jednak także przyczynami wewnętrznymi. Pierwszy to zmniejszenie produkcji gazu ziemnego w ostatnich latach. Prawdopodobną jego przyczyną jest spadek produktywności zagospodarowanych złóż. W 2005 roku Algieria odnotowała rekordową produkcję gazu ziemnego (88,2 mld m³) i od tego czasu nie może powrócić do tego poziomu. Drugim powodem może być zwiększenie zużycia wewnętrznego. O ile w latach 2005–2012 produkcja gazu ziemnego spadła o około 8%, to w tym samym czasie jego zużycie krajowe wzrosło o 33% (z 23,2 mld m³ do 30,9 mld m³). Do wzrostu wewnętrznego popytu na gaz ziemny przyczyniają się niskie ceny tego paliwa na krajowym rynku, zachęcające do jego nieefektywnego wykorzystywania. Duży udział we wzroście zużycia gazu ma generacja energii elektrycznej, która w ponad 90% oparta jest na gazie ziemnym. Ponadpięciokrotny wzrost zużycia energii elektrycznej w ostatnich trzech dekadach spowodował, iż na ten cel musiała zostać przeznaczona istotna część produkowanego gazu.

Jednym ze sposobów na zwiększenie produkcji gazu w Algierii jest zaproszenie do współpracy przedsiębiorstw zagranicznych. Nie jest to jednak łatwe. Prowadzenie działalności gospodarczej w Algierii napotyka bowiem liczne przeszkody. W rankingu Doing Business

z czerwca 2013 roku, przygotowanym przez Bank Światowy, zajmuje ona dopiero 153. miejsce (na 189 krajów uwzględnionych w zestawieniu). Robienie interesów utrudnia biurokracja i korupcja. W gospodarce Algierii bardzo dużą rolę odgrywa sektor państwowy, w związku z czym w państwie tym nie przywiązuje się dużej wagi do swobody prowadzenia działalności gospodarczej. W rezultacie, w rankingu Economic Freedom 2014, opracowywanym przez The Heritage Foundation, kraj ten zajmuje 146. pozycję (na 178 krajów ujętych w zestawieniu).

Zaangażowanie państwa w gospodarkę widoczne jest bardzo wyraźnie w sektorze wydobywania ropy i gazu. Krajowe zasoby węgłowodorów uznawane są za dobro narodowe i preferowane jest ich wydobywanie przez państwowy koncern SONATRACH. Inwestorzy zagraniczni dopuszczani są do tego sektora w ograniczonym zakresie, przy czym stopień przyzwolenia na ich funkcjonowanie w Algierii zależy od aktualnej sytuacji gospodarczej. Na zwiększone ich zaangażowanie w wydobywanie węgłowodorów pozwala się zwykle w okresie dekonjunkury gospodarczej, podczas gdy w okresie prosperity ogranicza się im możliwość dostępu do złóż. Z mocy prawa udział inwestorów zagranicznych musi mieć formę spółki, w której SONATRACH posiada przynajmniej 51% udziałów. W 2013 roku, w odpowiedzi na stojące przed nią wyzwania, Algieria zdecydowała się na zmianę swojego prawa węgłowodorowego, wprowadzając zachęty dla inwestorów zagranicznych.

Dla potencjalnych inwestorów zagranicznych nie bez znaczenia jest także zagrożenie terrorystyczne. Północna Afryka jest bowiem terenem działania islamskich ugrupowań ekstremistycznych. Napiętą i tak sytuację w tym zakresie pogorszyła francuska interwencja w Mali w styczniu 2013 roku. Kilka dni po jej rozpoczęciu nastąpił bowiem atak na algierski kom-

pleks gazowy In Amenas. W wyniku samego ataku oraz akcji odbicia zakładników przez algierskie służby specjalne zginęło 39 obcokrajowców. Zagrożenie to przyczyni się z pewnością do zwiększenia kosztów funkcjonowania firm wydobywczych, wydaje się jednak, iż nie zmusi ich do rezygnacji z eksploatacji. Przedsiębiorstwa z tej branży są bowiem przyzwyczajone do działania w obszarach o niestabilnej sytuacji politycznej.

Problem rosnącego zużycia gazu ziemnego na potrzeby generowania energii elektrycznej Algieria zamierza rozwiązać poprzez zwiększenie udziału energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej. Kraj ten posiada bowiem doskonałe warunki do wykorzystania energii słonecznej. W 2011 roku Algieria zapoczątkowała ambitny program, mający na celu doprowadzenie do tego, aby w 2030 roku aż 40% produkowanej w kraju energii elektrycznej pochodziło ze źródeł odnawialnych (37% z energii słonecznej, 3% energii wiatru).

Ścisłą współpracę w zakresie energetyki między Algierią i Europą popiera już władze w Brukseli. Unia Europejska szuka bowiem dostawcy, który byłby w stanie uzupełnić spadającą produkcję gazu w krajach członkowskich. Pierwotnie nadzieje pokładano w gazociągu Nabucco, jednak problemy z realizacją tego projektu skłoniły Unię Europejską do spojrzenia w kierunku Afryki Północnej. Formalnym przejawem zbliżenia między partnerami jest podpisane w 2013 roku porozumienie o współpracy w zakresie energii. Zauważyć należy także, iż od 2001 roku Algieria jest krajem stowarzyszonym z Unią Europejską oraz współpracuje z nią w ramach Europejskiej Polityki Sąsiedztwa – programu, którego zadaniem jest promowanie demokracji oraz wspieranie rozwoju ekonomicznego uczestniczących w nim państw.

Autor jest głównym analitykiem G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



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

Z instytutu na rynek

Adam Cymer

Na temat komercjalizacji wiedzy napisano niejedną rozprawę naukową, uruchomiono programy edukacyjne opisujące różne formy *start-up*, działalności *spin-off* czy *spin-out*, a jednak jako kraj włączmy się w ogonie państw o najniższym poziomie innowacyjności. Nikt jakoś nie wpadł na pomysł, by po prostu promować tych, którzy potrafili przenieść wiedzę z instytutu na rynek i odnieśli sukces. Taki, jaki osiągnął Zbigniew Makowski.



Robert Reich – profesor polityki społecznej na Uniwersytecie w Berkeley, były sekretarz pracy w administracji Clintona, w swojej słynnej – choć w Polsce niezauważonej – książka „Praca narodów. Przygotowanie się do kapitalizmu XXI wieku” pisał, że dziś, gdy inteligencja zastąpiła ziemię jako źródło bogactwa, jeśli nie spowodujemy, by ta nowa własność stała się powszechnie dostępna, jeśli nie zainwestujemy w inteligencję wszystkich obywateli, będziemy obserwować pogłębiające się rozwarstwienie społeczeństwa. Reich zwraca uwagę, że ci, których źródłem potęgi i wpływów jest inteligencja, stanowią prawdopodobnie 20 proc. wszystkich pracowników i obliczył, że ta najwyższa, piąta część miała wyższe dochody niż pozostałe cztery piąte razem wzięte, a więc to oni są beneficjentami wieku informacji, ponieważ to oni posiadają tę nową własność – inteligencję.

Zbigniew Makowski, wspominając lata młodości, podkreśla, że w jego rodzinie zawsze panował „kult nauki”, zdobywania wiedzy, a jego pasją od najmłodszych lat było poszukiwanie możliwości praktycznego wykorzystania tej wiedzy. – *Pasjonowało mnie lotnictwo, czytałem wiele na ten temat, nawet miałem pomysł, by zbudować samolot. Ale najważniejsze, co wspominam z okresu szkolnego, to znakomici nauczyciele. I w szkole podstawowej, i w Technikum Mechanicznym we Włocławku, w którym uczyli jeszcze przedwojenni wykładowcy, zdobyłem solidne podstawy wykształcenia, a co najważniejsze – nauczyciele potrafili wpoić młodzieży, że warto się uczyć* – wspomina dzisiaj Zbigniew Makowski.

Studia na Politechnice Łódzkiej na Wydziale Mechanicznym ze specjalnością Maszyny Przepływowe były kontynuacją wcześniejszych zainteresowań. A co ważniejsze – znowu trafił na znakomitych nauczycieli akademickich, ze słynnym profesorem Władysławem Gundlachem – absolwentem ETH

(*Eidgenössische Technische Hochschule*) w Zurichu – na czele. Po ukończeniu studiów pozostał na uczelni, rozpoczynając karierę akademicką, od asystenta do adiunkta, z obroną pracy doktorskiej nt. łożysk gazowych, wykładając mechanikę płynów. Przyznaje, że solidnie przykładał się do zajęć, poświęcał przygotowaniu do wykładów dużo czasu, z humorem dzisiaj dodaje, że „tak długo tłumaczyłem studentom, aż sam zrozumiałem”.

Jako pracownik akademicki miał pensum na poziomie dziesięciu godzin, więc mógł oddawać się swojej pasji – jak wykorzystać teorię w praktyce, jak wykorzystać wiedzę inżynierską w przemyśle. Prowadził prace badawcze z dziedziny maszyn przepływowych, a zwłaszcza ze sprężarek, dla przemysłu ciężkiego: na przykład dla Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych w Płocku.

W okresie transformacji powstała firma Common. W końcu PRL-u, gdy Rakowski z Wilczkiem wprowadzali „wolność gospodarczą” na skalę, o której dzisiaj można tylko marzyć, kilku pracowników naukowych z Instytutu Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej postanowiło z tej „wolności gospodarczej” skorzystać i spożytkować wiedzę na własny rachunek. Okazało się, że nawet w upadającej polskiej gospodarce można było skutecznie zaistnieć w usługach serwisowych, jeśli tylko wiedziało się, jak się to robi. I tak właśnie w 1987 roku powstała parosobowa firma inżynierska, która dzisiaj, jako Common S.A., jest potentatem na polskim rynku – producentem wysokiej klasy sprzętu służącego do opomiarowania przepływu gazu w celach rozliczeniowych i technologicznych.

Firma inżynierska zaczynała skromnie, w wynajętym lokalu w łódzkiej Fonice, świadcząc usługi serwisowe dla producenta sprężarek Ingersoll-Rand. – *Nie byłoby dużego sukcesu naszej firmy, gdyby nie moje szczęście do ludzi* – mówi Zbigniew Ma-

kowski. – Jest znane powiedzenie, że sukces w biznesie to wiedza, samozaparcie i szczęście. W moim przypadku to „szczęście” to „szczęście do ludzi”. W biurcu Foniki spotkał się Leona Bołdaniuka, pracownika tej firmy, którego bardzo zainteresowała nasza inżynierska spółka. Nawet współpracowaliśmy przez czas jakiś, bo Fonica była wówczas bardzo dobrą firmą, świetnie wyposażoną technicznie. Ale nasz kontakt z Leonem okazał się znacznie ważniejszy z tego powodu, że poznał nas ze swoim bratem Waldemarem, o którym możemy mówić tylko w samych superlatywach. Waldemar Bołdaniuk to legendarna postać, wspaniała osobowość, człowiek posiadający wizję, w jakim kierunku powinno rozwijać się polskie gazownictwo, otoczony osobami o wielkich kompetencjach, otwarty na ludzi, którym o coś chodzi, coś wiedzą i coś chcą zrobić. Zainteresował nas możliwością wykorzystania naszej wiedzy projektowania instrumentów pomiarowych dla gazownictwa. I tak dokonał się nasz mariaż z tą branżą.

Zaczynali od gazomierzy turbinowych, co wydawało się banalnie proste, ale okazało się, że wcale nie było, że doświadczenia z turbinami energetycznymi to za mało. Co jest cechą znamionową gazomierza turbinowego – jego charakterystyka błędów wskazań w funkcji przepływu. Przydały się jednak lata wykładów z mechaniki płynów, powstały projekty części przepływowych gazomierzy i w krótkim czasie powstały gazomierze turbinowe na poziomie europejskim.

Kolejne wyzwanie to gazomierze rotorowe, które były technicznie trudniejsze. I udało się. Jak mówią fachowcy, gazomierze tej marki część przepływową mają bardziej dopracowaną niż konkurenci. Potem przyszedł gazomierze zwężkowe i wreszcie prototyp gazomierza ultradźwiękowego, który, jak na razie, nie trafia do oferty ze względu na zbyt mały rynek.

Wszystko, co znajduje się w ofercie firmy, to olbrzymia paleta gazomierzy, przepływomierzy, przeliczników objętości, rejestratorów, zaprojektowanych i wykonanych w Common S.A. Wysoki poziom techniczny i jakość produktów potwierdzają atesty i dopuszczenia wydane przez GUM (Główny Urząd Miar), INiG (Instytut Nafty i Gazu), UDT (Urząd Dozoru Technicznego), KDB Barbara (Kopalnia Doświadczalna Barbara), PTB (Physikalisch – Technische Bundesanstalt), NMI (Netherlands) i DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.) na Polskę, Niemcy i kraje Unii Europejskiej. Nic zatem dziwnego, że produkty te zdobywają kolejne rynki, od Dalekiego Wschodu do Ameryki Południowej i USA i, oczywiście, w Europie, nawet na najtrudniejszych rynkach – niemieckim, gdzie przeszły wszystkie badania i już wygrywają w przetargach, oraz szwajcarskim, najbardziej prestiżowym technicznie rynku.

I wszystko zostało zaprojektowane i wykonane w firmie. – To nasze własne know how, to fachowa wiedza oraz doświadczenie całego zespołu w zakresie technologii i procesu produkcyjnego dla wszystkich wyrobów. Możemy śmiało powiedzieć, że naszym największym kapitałem jest kapitał ludzki – mówi Zbigniew Makowski. W Common pozbycie się pracownika to olbrzymia strata, bo to kadra o najwyższym poziomie kultury technicznej, wysoko wyspecjalizowana, często nie do zastąpienia.

Prywatyzacja wielkiego przemysłu ułatwiła rozwijanie dotychczas niedostępnych produktów. Dodatkowo, wolny

handel otwiera naszym produktom rynki światowe oraz daje dostęp lokalnym producentom do zakupu komponentów i produktów z tych rynków.

Poważnym utrudnieniem w rozwoju firm inżynierskich, takich jak Common, są wysokie koszty pracy. Opóźnia to rozwój firmy i obniża konkurencyjność.

W Polsce powstało wiele wysoko wyspecjalizowanych firm inżynierskich, które podejmują się wykonawstwa na najwyższym poziomie technicznym. Z największą satysfakcją odnotowują natomiast fakt, że powstają też podobne do naszej firmy technologiczne w branży gazowniczej. Tak ułożyliśmy wzajemne kontakty, tak wyspecyfikowaliśmy swoje oferty, że na przykład na rynkach zagranicznych występujemy często wspólnie, oferując całą paletę wyrobów. Współpracujemy i razem cieszymy z rozwoju naszych firm.

Wyjątkowa publikacja branżowa

GAZOWNICTWO POLSKIE

BŁĘKITNA ENERGIA

Informacje dotyczące inicjatywy oraz makieta wydawnictwa znajdują się na www.GazownictwoPolskie.pl

Patronat / współpraca

MINISTERSTWO GOSPODARKI

Związek Gospodarcza Gazownictwa

SITP NiG

NIK o poszukiwaniach gazu z łupków

13 stycznia br. Najwyższa Izba Kontroli opublikowała raport „Poszukiwanie, wydobywanie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych”. NIK ocenił działania administracji publicznej oraz przedsiębiorców, podejmowane w związku z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż gazu łupkowego w Polsce. W okresie objętym kontrolą działalność poszukiwawczo-rozpoznawczą złóż gazu z łupków prowadzono w oparciu o 113 koncesji obejmujących prawie 30 proc. terytorium Polski. Wykonywane przez przedsiębiorców prace geologiczne przebiegały jednak na niewielkiej części udzielonego im obszaru koncesyjnego i niejednokrotnie z opóźnieniem. Przyczyna tak powolnego działania przedsiębiorców wynikała nie tylko ze zmieniającej się sytuacji ekonomiczno-finansowej, ale również z niewłaściwych działań administracji rządowej.

NIK zidentyfikowała w kontrolowanej dziedzinie wiele nieprawidłowości.

■ Ze znacznym opóźnieniem prowadzono rozpoczęte w 2011 r. prace związane z tworzeniem i nowelizacją prawa dotyczącego poszukiwania i wydobywania węglowodorów, w tym gazu z łupków oraz przepisów w zakresie opodatkowania kontrolowanej działalności. Przygotowywane zmiany prawa w tym zakresie zatrzymały się na etapie uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych. Dalsze ich przedłużanie może skutkować ograniczeniem przez przedsiębiorców skali prowadzonych bądź planowanych prac geologicznych oraz nakładów inwestycyjnych ponoszonych na taką działalność, a także zmniejszeniem z ich strony zainteresowania poszukiwaniem złóż gazu z łupków w Polsce.

■ Nie powołano ustanowionego rozporządzeniem Rady Ministrów z 22 czerwca 2012 r. pełnomocnika rządu do spraw rozwoju wydobywania węglowodorów, do zadań którego miało należeć m.in. przygotowywanie koncepcji ekonomicznych, prawnych i strategicznych oraz ini-

cjowanie, koordynowanie i monitorowanie działań związanych z poszukiwaniem, rozpoznawaniem i wydobywaniem gazu z łupków.

■ Mimo deklaracji o priorytetowym traktowaniu poszukiwań złóż gazu z łupków, Ministerstwo Środowiska nie potrafiło właściwie zorganizować prac resortu, tak aby zadania deklarowane jako priorytetowe były realizowane stosownie do ich rzeczywistego znaczenia dla państwa. Np. w Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych sprawami dotyczącymi koncesjonowania poszukiwań złóż gazu z łupków zajmowały się w latach 2007–2012 jedynie trzy osoby. Nierzetelnie i przewlekłe prowadzone były przez ministra środowiska postępowania administracyjne w sprawie udzielenia (zmiany, przeniesienia) koncesji na poszukiwanie i (lub) rozpoznawanie gazu z łupków. Decyzje wydawane były ze znacznym przekroczeniem terminów określonych w kodeksie postępowania administracyjnego (średnio 132 dni przy wymaganych prawem 30). Dopuszczano do nierównego traktowania wnioskodawców oraz do rozpatrywania wniosków niekompletnych oraz takich, które nie pozwalały w pełni na sprawdzenie wiarygodności ekonomicznej wnioskodawcy. W uzasadnieniach wydanych decyzji nie wskazywano istotnych faktów i dowodów stanowiących podstawę do rozpatrzenia wniosku. Występujące nieprawidłowości przy udzielaniu koncesji, polegające na dowolności postępowania i nierównym traktowaniu wnioskodawców, mogą świadczyć o wysokim zagrożeniu korupcją.

■ Przyjęty przez ministra środowiska sposób udzielania koncesji każdemu przedsiębiorcy według wnioskowanego zakresu, obejmującego łącznie nawet 10 tys. km², umożliwił wprawdzie rozdysonowanie całego obszaru koncesyjnego, jednak zablokował co najmniej na kilka lat dostęp innym przedsiębiorcom zainteresowanym poszukiwaniem gazu z łupków, co w konsekwencji może spo-

wodować spowolnienie procesu rozpoznania zasobów. Stosując taką strategię koncesyjną, nie wzięto pod uwagę ograniczonych możliwości techniczno-ekonomicznych przedsiębiorców, którzy koncesję otrzymali. Wykonanie jednego otworu poszukiwawczego wiązało się bowiem z koniecznością wydatkowania ok. 15 mln USD. Możliwości techniczne koncesjonariuszy pozwalały na wykonanie średnio jednego otworu w ciągu roku. W tej sytuacji korzystniejszym rozwiązaniem mogłoby być udzielenie koncesji większej liczbie przedsiębiorców na mniejszą powierzchnię terenu.

■ Podjęte działania w kierunku ustalenia zasobności krajowych złóż gazu łupkowego nie doprowadziły do wiarygodnego oszacowania ich wielkości. Dotychczasowe szacunki nie mogą być uznane za ostateczne i rzetelne, gdyż oparte zostały na zbyt małej bazie informacji i danych geologicznych. Niewielka zrealizowana liczba odwiertów poszukiwawczych oraz braki w wynikach badań pobranych próbek geologicznych nie pozwalają na zlokalizowanie i wiarygodne oszacowanie wielkości zasobów złóż gazu łupkowego w Polsce. By tego dokonać, należałoby wykonać ok. 200 odwiertów. Osiągnięcie tej liczby odwiertów przy zachowaniu dotychczasowego tempa wierceń zajmie około 12 lat.

■ Minister środowiska niewystarczająco uregulował proces pobierania próbek i postępowania z próbkami geologicznymi pozyskiwanymi w wyniku wykonywanych otworów wiertniczych. W udzielonych koncesjach nie wprowadzono bowiem obowiązku bieżącego przekazywania próbek do państwowego zasobu geologicznego oraz nie określono szczegółowych wymogów co do warunków, technologii, miejsca, sposobu poboru i podziału pobieranych próbek. Próbkę geologiczną wywożono w całości za granicę (w tym rdzenie wiertnicze), bez wiedzy i zgody organu koncesyjnego. Przeprowadzona przez NIK weryfikacja próbek geologicznych pochodzących z 13 wykonanych odwiertów i przekazanych do Centralnego Archiwum Geologicznego wykazała, że pobierane one były w sposób naruszający ich stan, nie spełniały wymogów jakościowych i objętościowych określonych w koncesji i tylko w części były przydatne do dalszych badań.

Opr. Adam Cymer

GUM wie lepiej

Pod auspicjami Izby Gospodarczej Gazownictwa przedstawiciele kluczowych firm z branży gazowniczej spotkali się w Ministerstwie Gospodarki z przedstawicielami Głównego Urzędu Miar. Spotkanie było kontynuacją trzyletnich starań środowiska gazowniczego o uporządkowanie i określenie jasnych zasad realizacji prawnej kontroli metrologicznej w łańcuchu obrotu gazem ziemnym.

W dotychczasowych działaniach poza takimi kwestiami jak legalizacja ponowna gazomierzy miechowych metodą statystyczną (losową), legalizacja ponowna przeliczników i objęcie prawną kontrolą metrologiczną wszystkich rodzajów gazomierzy, podniesiona była kwestia objęcia prawną kontrolą metrologiczną chromatografów do gazu ziemnego, ponieważ wynik pomiaru wykonywanego tymi urządzeniami jest podstawą procedury ustalania energetyczności dostarczonego gazu ziemnego.

Problematyka chromatografów zdominowała dyskusję na spotkaniu. Przedstawiciele IGG w wyczerpujący sposób przedstawili (i bronili) argumentację za przyjęciem rozwiązania o legalizacji chromatografów. Podkreślono skalę problemu (ok. 7 mln odbiorców, ok. 14 mld m³ gazu) i wskazano, że zmieniający się rynek dostaw gazu już nie gwarantuje jednorodności jego składu. Środowisko gazownicze sądziło, że spotkanie będzie przełomowe w sprawie legalizacji chromatografów choćby ze względu na wprowadzany prawnie od 1 sierpnia 2014 r. obowiązek prowadzenia rozliczeń obrotu gazem w jednostkach energetycznych (kWh).

Efekty spotkania trudno uznać za satysfakcjonujące dla środowiska gazowniczego. Nie ustalono żadnego harmonogramu działań ani nie padły żadne wiążące deklaracje, pozwalające przypuszczać, że Ministerstwo Gospodarki i GUM rozumieją wagę problemu.

Konkluzje z tego wielogodzinnego spotkania nie są budujące. Legalizacja ponowna statystyczna gazomierzy będzie możliwa po zmianie ustawowej, ale nie przewiduje się nowelizacji. Jeśli będą prowadzone prace nad nowym prawem o miarach, to sprawa zostanie uwzględniona. Nie ustalono żadnych,


nawet wstępnych terminów związanych z pracami nad nową ustawą, a argument, że sektor dystrybucji ponosi olbrzymie nieuzasadnione koszty, nie zyskał zainteresowania przedstawicieli administracji. Kwestia braku legalizacji ponownej przeliczników została uznana za błąd (przeoczenie), jednak nie padły żadne deklaracje o podjęciu działań korygujących w postaci nowelizacji rozporządzenia do ustawy „Prawo o miarach”.

Do kwestii prawnej kontroli metrologicznej gazomierzy w całym łańcuchu obrotu gazem oraz legalizacji chromatografów odniesiono się poprzez stwierdzenie, że zakres prawnej kontroli metrologicznej łańcucha obrotu gazem należy rozpatrywać w kontekście całościowej koncepcji zakresu prawnej kontroli metrologicznej w gospodarce, co wymaga dyskusji i wypracowania koncepcji w ujęciu jednolitej polityki państwa.

Jedyną pozytywną wiadomością jest ustna interpretacja przepisów metrologicznych w odniesieniu do gazomierzy, a mianowicie, że gazomierze spełniające warunki MID i wprowadzone zgodnie z zasadami oceny zgodności, niezależnie od rodzaju gazomierza, są legalnymi przyrządami pomiarowymi. Natomiast legalizacja ponowna ultradźwiękowych gazomierzy na masową skalę nie będzie wykonana ze względu na brak stosownych stanowisk pomiarowych. Nie podano jednak informacji, czy podejmuje się jakieś działania, aby ten stan uległ zmianie.

Po trzech latach branża jest właściwie w tym samym miejscu. Paradoksem jest, że obowiązek rozliczeń w jednostkach energii wprowadził ten sam minister, który nadzoruje realizację prawa o miarach, ale GUM wcale się tym nie przejmując.

(WUES)



TRACTEBEL Engineering
GDF SUEZ

**INNOWACYJNE
ROZWIĄZANIA
INŻYNIERYJNE DLA
WYZWAŃ BRANŻY
GAZOWEJ**

TRACTEBEL Engineering S.A. (EOP SUEZ)
Dzielnica Inżynierii i Usług
Inżynierskie i Usługowe dla sektora
energetycznego, przemyślnego, magazynowego
i innych gazu ziemnego. Posiada
autorskie i licencjonowane z zagranicą
inne rozwiązania techniczne
inżynierskich, przewidzianych specjalnie
do tych celów, które wspierają ich
dokonanie w całym łańcuchu dostaw
gazu

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.
ul. Dąbki 5
40-830 Kutowice
Tel. +48 32 358 88 88
Fax: +48 32 358 88 00
te.pl@gdf-suez.com
www.tractebel-engineering-gdf-suez.com/eng

CHOOSE EXPERTS FIND PARTNERS

Polityka bez strategii

Adam Cymer

Doroczna styczniowa konferencja IGG w Zakopanem (17–18.01.2014) tym razem poświęcona była tematowi: kolejne wyzwania w rozwoju rynku gazu.

Zważywszy, że konferencje te izba organizuje od prawie dziesięciu lat, pierwsza refleksja jest dość smutna – rynek gazu w Polsce wciąż staje przed wyzwaniami, a nie może po prostu się rozwijać. Co ważniejsze – tegoroczne obrady ujawniły, że sektor gazowniczy byłby w stanie budować własną strategię rozwoju, inwestować, a nawet rozwijać się, gdyby nie... państwo.

Jak wykazała prezentacja Andrzeja Schoeneicha, rynek energii i gazu powołuje własne zespoły analityczne i wypracowuje prognozy i strategie rozwoju, powołuje zespoły prawnicze opracowujące projekty optymalnych dla rynku rozwiązań legislacyjnych, przedkłada je instytucjom państwa i latami czeka, by owe projekty stały się prawem. I jeśli nawet w szczerym kształcie jakieś rozwiązania są przyjmowane, najczęściej odbiegają od wcześniejszych projektów. Państwo przestało być partnerem dla gospodarki. System stanowienia i egzekucji prawa wyróżnia brak całościowej wizji porządku prawnego w państwie, ignorowanie systemowości, chaos legislacyjny, psucie prawa nowelizacjami i nowelizacjami nowelizacji, instrumentacja prawa uchwalanego pośpieszenie ze względu na doraźny interes polityczny. Ostatnie przykłady – tzw. mały trójpak energetyczny, nowelizacja prawa geologicznego, ustawa korytarzowa – dowodnie wskazują, że państwo nie wywiązuje się ze swoich obowiązków legislacyjnych, a system administracyjny jest niewydolny. W praktyce coraz wyraźniej kształtuje się system biurokratyczno-dystrybucyjny z licznymi nawykami wyniesionymi z PRL-owskiej gospodarki

nakazowo-rozdzielczej. Zarządzanie publiczne jest sprowadzane do rozbuchanej sprawozdawczości i nieustającej kontroli. Brakuje zaś instrumentów prowadzenia, monitorowania i ewaluacji polityki publicznej.

Prezentacje prof. dr. Macieja Kaliskiego i dr. inż. Andrzeja Sikory pokazały, że istniejące ośrodki naukowe (AHG, ISE, ARE, WISE), dysponujące intelektualnym potencjałem opracowania wiarygodnych prognoz zapotrzebowania na nośniki energii, zbudowały własne modele prognostyczne, ale administracja państwa z tego nie korzysta i wciąż nie jest w stanie przedstawić nowej polityki energetycznej, mimo powoływania kolejnych gremiów dyskusyjnych na ten temat. Jeśli można pozwolić sobie na jakąś refleksję historyczną, to taką tylko, że Polska, jak cała Europa Wschodnia, rozpoczęła zmiany ustrojowe w fazie globalnej dominacji neoliberalizmu ekonomicznego, co sprzyjało rozmontowywaniu regulacji narodowych i wzmacniało znacznie bardziej instytucje gospodarcze niż aparat państwa. Ten klimat nie pozwalał docenić, że rynek nie reguluje się sam. Wolny rynek, jak inne instytucje systemu kapitalistycznego, jest wytwarzany i podtrzymywany przez prawo państwowe i sama konkurencja nie stworzyła żadnego porządku instytucjonalnego.

Dominowało przekonanie, że rola państwa powinna ograniczyć się do dwóch funkcji: „zdrowego pieniądza” i promowania konkurencji. Zamiast debaty o jakości rządzenia w nowej rzeczywistości ustrojowej powszechne było przekonanie, że prywatyzacja i komercjalizacja są najlepszym remedium

na wszelkie problemy rozwoju kraju. Dominuje nadal resortowe, a nie horyzontalne podejście do rozwiązywania problemów i formułowania polityki w administracji centralnej, a brak silnego centrum decyzyjnego, koordynującego proces zarządzania strategicznego, to podkreśla. Kwestie zarządzania administracją centralną nie zostały podjęte w sposób całościowy i systematyczny, widoczne są działania *ad hoc*, w tym pewna prawidłowość, że większość reform przeprowadzili nadzwyczajni pełnomocnicy rządu, a nie ministrowie konstytucyjni.

Prezentacja Rafała Wittmanna (GAZ-SYSTEM SA), profesjonalna strategia korporacyjna, pokazała, że możliwe jest przygotowanie wszechstronnej strategii inwestycyjnej dla rozwoju systemu przesyłowego w Polsce w długim okresie, z silnym akcentem na połączenia intersystemowe z rynkiem europejskim. Mało tego, realizowane już inwestycje znakomicie dywersyfikują źródła zaopatrzenia w gaz ziemny, budując realne, a nie tylko deklaratywne, bezpieczeństwo energetyczne. Ale taka strategia korporacyjna powinna mieć za partnera strategię państwa w zakresie polityki energetycznej. Powinna uwzględniać szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne całej gospodarki (nie tylko przedsiębiorstw, ale też gospodarstw domowych), w tym zwłaszcza jego wymiar ekonomiczny, czyli zapewnienie podmiotom gospodarczym dostaw energii w cenie umożliwiającej uzyskanie lub utrzymanie przewagi konkurencyjnej w stosunku do konkurentów zagranicznych.

Prezentacje Ernesta Wyciskiewicza i Bartosza Bałabucha, podejmujące kwestie związane z powstającym terminalem LNG w Świnoujściu i jego olbrzymią rolę w budowaniu zupełnie nowej pozycji Polski na europejskim rynku gazu, wskazały, że wciąż przed nami wszechstronna debata, jak ten olbrzymi potencjał zagospodarować, uczynić „oknem na świat” dla całej polskiej gospodarki.

Prezentacje Ireneusza Łazora i Bartłomieja Korzeniewskiego pokazały, że rynek gazu jest już instytucjonalnie zbudowany. Obrót gazem zarówno na krajowej giełdzie, jak i na międzynarodowych platformach, już działa, ale jego kształt został przeregulowany administracyjnie,

Rozwój transportu bez wsparcia dla CNG i LNG

Bartłomiej Kamiński

Obserwujemy całkowitą nieporadność polskiej administracji wobec zagadnienia wdrażania paliw metanowych.

Nowa perspektywa budżetowa Unii Europejskiej przyniosła istotne zmiany w finansowaniu inwestycji w obszarze transportu. Cieszy zwrócenie uwagi przez Komisję Europejską na wsparcie nowych technologii w dziedzinie konstrukcji pojazdów zasilanych gazem ziemnym – nowych zbiorników magazynowania CNG w autach osobowych oraz rozwoju aut ciężarowych na gaz ziemny.

Okazuje się jednak, że wysiłki finansowe i organizacyjne na poziomie Unii Europejskiej mogą nie przynieść spodziewanych efektów w Polsce. Dowodem na to jest pominięcie zagadnienia budowy infrastruktury tankowania CNG i LNG w projekcie dokumentu „Strategia rozwoju transportu do 2020 roku”. Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju nawet nie zająknęło się na ten temat.

Jest to sytuacja tym bardziej zastanawiająca, że Polska jest zobowiązana do rozwoju paliw alternatywnych. Jednym z najważniejszych dokumentów obligujących polskie państwo do rozwoju CNG i LNG jest dyrektywa „Czysta energia dla transportu”. Pomimo istotnego zapóźnienia względem reszty europejskich państw, polski rząd do końca walczył w Brukseli o odsunięcie w czasie obowiązku posiadania sieci tankowania paliw alternatywnych. Na szczęście, Mi-

nisterstwo Gospodarki zgodziło się na przyjęte przez całą UE zobowiązania czasowe dla budowy stacji tankowania CNG i LNG.

Nikogo nie należy także przekonywać, że mamy znaczne zapóźnienie w porównaniu z sąsiadującymi z Polską państwami Unii Europejskiej. Najlepszym przykładem jest tutaj Czeska Republika, w której co roku przybywa kilkanaście nowych punktów tankowania CNG, a obecnie kierowcy mogą tankować już na 50 stacjach gazu ziemnego. Według zapowiedzi tamtejszych firm gazowniczych, liczba stacji tankowania metanu powinna się w tym roku nawet podwoić.

Na CNG można zarobić, jeśli tylko postawi się na rozwój tego biznesu.

Wystarczy zajrzeć na stronę www.ngvaeurope.eu/czech-republic, żeby zobaczyć, jak potrafią to robić Czesi. Nie sposób równać się także z taką potęgą, jaką są Niemcy. Tam działa już 950 stacji CNG, z czego aż 25 w Berlinie. Mniej więcej tyle samo stacji musi wystarczyć wszystkim kierowcom ekologicznych aut na gaz ziemny na terenie całej Polski. Niestety, na tym tle powoli stajemy się „białą plamą” na mapie Europy.

Świadomi istnienia obowiązków prawnych oraz konieczności odrobienia cywilizacyjnych zapóźnień, portal cng.auto.pl wystosował apel o wpisanie do „Strategii

rozwoju transportu do 2020 roku” konieczności budowy podstawowej sieci tankowania gazu ziemnego. Posiłkowaliśmy się w tym miejscu dokumentami Unii Europejskiej, które obligują stronę polską do rozwoju tego typu infrastruktury.

Jako podstawową korzyść wynikającą z wdrożenia paliw metanowych przedstawiliśmy redukcję emisji zanieczyszczeń w obszarach zurbanizowanych. Mieszkańcy takich terenów są szczególnie narażeni na spaliny i hałas, powstające przy eksploatacji pojazdów zasilanych paliwami naftowymi. I właśnie na tych obszarach powinna skupić się budowa infrastruktury tankowania paliwa CNG. W terenie zabudowanym sprężony gaz ziemny pozwala bowiem na osiągnięcie najlepszych korzyści ekologicznych, a zasięg ok. 300–400 kilometrów pozwala na bezproblemową eksploatację pojazdu.

Wśród naszych postulatów zwróciliśmy także uwagę na konieczność budowy sieci stacji tankowania LNG. Proponowane rozmieszczenie punktów tankowania bazuje tutaj na propozycji przedłożonej w dyrektywie „Czysta energia dla transportu”. Dostęp do stacji LNG co 400 kilometrów wzdłuż głównych szlaków transportowych powinien zapewnić obniżenie emisji spalin z najcięższych pojazdów, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności polskiego transportu na tle Unii Europejskiej.

Bartłomiej Kamiński, portal cng.auto.pl

nie wyzwała naturalnej konkurencyjności, natomiast tworzy niepotrzebne koszty pośrednie.

Prezes Łazor podkreślił, że giełda gazu chce aktywnie kreować konkurencyjny rynek, a nie być miejscem obrotu gazem i czerpać z tego korzyści finansowe. Zwracał uwagę, że prawdziwy rynek to nie kwestia administracyjnych

decyzji, a uznania wszystkich uczestników rynku, że poza kontraktami bilateralnymi można przez giełdę dywersyfikować źródła nabywania gazu.

Mówcy podkreślali, że sprzyjałaby temu polityka strukturalna traktowana jako dialog, a nie tylko decyzja lub dokument rządowy, jak jest obecnie. Brak dialogu i partnerstwa z sektorem

prywatnym oraz wadliwe mechanizmy ustanawiania celów strategicznych państwa stwarzają zagrożenie, że prowadzenie działalności gospodarczej w Polsce może być obciążone dużym ryzykiem, którego źródłem jest samo państwo i jego aparat administracyjny.

dokończenie ze str. 7

kańskiego kongresmena Johna Boehnera oraz Harry'ego Reida, lidera większości demokratów w Senacie.

● **11 marca br.** Po wielu problemach związanych z ostateczną treścią projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw Rada Ministrów przyjęła ostateczny projekt ustawy.

● **14 marca br.** Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie oraz Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych zawarły porozumienie, w którym zadeklarowały wolę wspólnego działania na rzecz wypracowania rozwiązań i mechanizmów prawnych dla efektywnego wspierania instalacji kogeneracyjnych.

● **31 marca br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i Chevron Polska Energy Resources podpisały umowę o współpracy przy poszukiwaniu gazu z łupków w południowo-wschodniej Polsce. W ramach umowy spółki mają dokonać wspólnej oceny zasobów gazu łupkowego na czterech koncesjach poszukiwawczych w południowo-wschodniej Polsce, dwóch koncesjach PGNiG (Tomaszów Lubelski i Wiszniów-Tarnoszyn) oraz dwóch należących do spółki Chevron (Zwierzyniec i Grabowiec).

● **1 kwietnia br.** Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. rozpoczął świadczenie usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych na gazociągu jamalskim. 1 kwietnia 2014 r. niemiecki operator GASCADE Gastransport GmbH oddał do użytkowania

rozbudowaną stację w Mallnow na granicy polsko-niemieckiej. Inwestycja na połączeniu polskiego odcinka gazociągu jamalskiego i systemu przesyłowego, należącego do niemieckiego operatora GASCADE, ma istotne znaczenie dla poprawy zdolności przesyłowych między Polską i Niemcami. W ramach usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych udostępniona została techniczna możliwość importu do Polski w ilości do 2,3 mld m³ rocznie (ok. 263 000 m³/h) już od 1 kwietnia 2014 roku. W sytuacji awaryjnej (w przypadku wstrzymania dostaw ze Wschodu do Niemiec) możliwy będzie odbiór do 620 000 m³/h (co w skali roku odpowiada ok. 5,5 mld m³).

● **9 kwietnia br.** Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie spółek: Exalo Drilling S.A., PGNiG Technologie S.A. oraz NWZ spółki Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. dokonały zmian w składach zarządów.

Ze składu Zarządu Exalo Drilling S.A. odwołano Piotra Truszkowskiego, dotychczasowego prezesa zarządu spółki, a na stanowisko to powołano Ryszarda Jędrzejczaka. Swoją funkcję będzie pełnił od 5 maja 2014 roku. Jest doktorem nauk ekonomicznych w zakresie nauk o zarządzaniu.

Z funkcji prezesa zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. odwołano Adama Kielaka. Decyzja w sprawie powołania nowego prezesa tej spółki zostanie podjęta w najbliższym czasie.

● **11 kwietnia br.** W Lubsku (woj. lubuskie) odbyło się uroczyste wmurowanie

wanie kamienia węgielnego pod zakład produkujący proppanty ceramiczne – materiał mineralny wykorzystywany w procesie poszukiwania i wydobywania gazu i ropy naftowej, w tym ze skał łupkowych. Inwestor, spółka Baltic Ceramics, która jest częścią grupy przemysłowej IndygoTech Minerals, zamierza uruchomić zakład produkcji proppantów ceramicznych w drugiej połowie 2015 roku. Wielkość produkcji wyniesie około 60 tys. rocznie. Nowy obiekt będzie pierwszym tego typu zakładem w Europie, który wdroży unikalne rozwiązania technologiczne w zakresie wytwarzania proppantów ceramicznych.

Proppanty produkowane ze złoże w Lubsku trafią na platformy wiertnicze Morza Północnego oraz wybrzeży Afryki i będą wykorzystywane przez firmy branży wydobywczej w Europie i na Bliskim Wschodzie.

● **11 kwietnia br.** „Komisja Europejska zamierza ustanowić w 2014 roku europejską sieć nauki i technologii ds. wydobywania niekonwencjonalnych węglowodorów. W sieci będą mogły uczestniczyć zainteresowane podmioty z sektora przemysłu, sektora badań naukowych, środowisk akademickich oraz przedstawiciele społeczeństwa obywatelskiego” – napisał komisarz Janecz Potonik w odpowiedzi na interpelację posła PiS, Konrada Szymańskiego, do PE. „Jest bardzo ważne, aby polska nauka oraz polski sektor wydobywczy były dobrze reprezentowane w tym gremium” – podkreśla Konrad Szymański. – „Trzeba zadbać o jasne zasady powoływania członków tego organu i transparentność jego działań. Potencjalnie to jedno z miejsc, w których mogą być przygotowywane nowe regulacje dla sektora gazu z pokładów niekonwencjonalnych”.

● **14 kwietnia 2014 roku** funkcję prezesa zarządu spółki PGNiG Technologie S.A. przestanie pełnić Janusz Radomski, który począwszy od 15 kwietnia br. będzie pełnił funkcję członka zarządu tej spółki. Na stanowisko prezesa zarządu PGNiG Technologie S.A. została powołana Marta Zygmont. Funkcję tę będzie pełniła od 15 kwietnia 2014 roku. Posiada doświadczenie w realizacji projektów restrukturyzacyjnych, operacyjnych i marketingowych.

Łódzkie Technikum Gazownicze zaznaczyło swoją obecność na XVII Targach Edukacyjnych, które odbyły się w połowie marca br. w Łodzi. Technikum Gazownicze, które działa w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3, miało swoje stoisko, oblegane przez uczniów i rodziców, zainteresowanych edukacją w tej liczącej się w Łodzi szkole, ale także możliwościami zatrudnienia po jej ukończeniu. Promocja szkoły została przygotowana przez młodzież, która wcześniej opracowała cykl ulotek informacyjnych o szkole oraz prezentowała przygotowany specjalnie na targi film „Happy ZSP3”. Film został umieszczony także na Facebooku i cieszy się ogromną popularnością. Na targach promowane były także kursy kwalifikacyjne w zawodzie technik gazownictwa, które również cieszyły się wielkim zainteresowaniem. Dużej pomocy logistycznej i organizacyjnej udzieliła od lat wspierająca technikum Polska Spółka Gazownictwa.

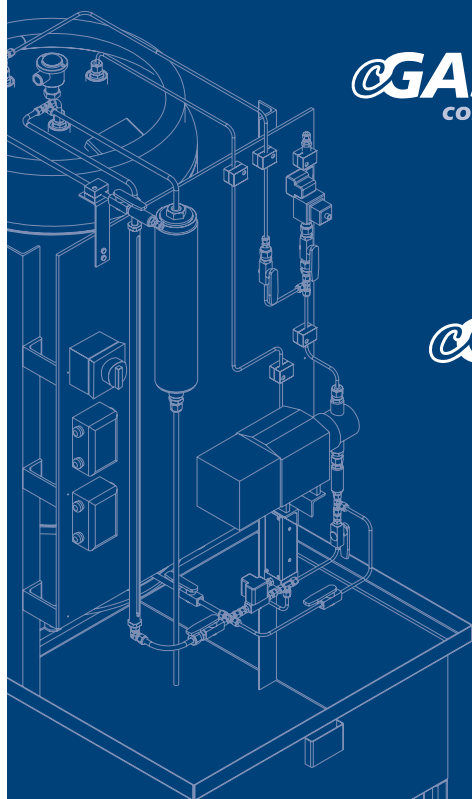
Warto dodać, że Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Warszawie została uhonorowana srebrną statuetką ŁÓDZKIEGO ŁABĘDZIA. Tę wyjątkową nagrodę spółka otrzymała za zajęcie drugiego miejsca w konkursie „Pracodawca kreujący i wspierający edukację 2013”, w kategorii: Przedsiębiorstwo zatrudniające powyżej 50 osób. Tym samym już po raz kolejny doceniono działania PSG na rzecz szkolnictwa i kreowanie procesów kształcenia poprzez różne formy organizacyjne, programowe i finansowe. Uroczystość wręczenia nagród odbyła się 20 marca br. podczas gali finałowej konkursu w Muzeum Miasta Łodzi. W imieniu Polskiej Spółki Gazownictwa statuetkę odebrał Paweł Łodyga, dyrektor warszawskiego oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa.

MSA  **RIMERA**
GROUP
PRODUCENT ARMATURY PRZEMYSŁOWEJ

DEFT®
POLSKA
GENERALNY PRZEDSTAWICIEL
MSA a.s. W POLSCE



**DOSTAWY
WYSOKIEJ
JAKOŚCI
ARMATURY
PRZEMYSŁOWEJ
I USŁUG**



@GAS  | **THERMOSMARTLINE™**
controls *podgrzew gazu pod kontrolą*

Bezpieczne i kompleksowe rozwiązanie dla stacji gazowych, które skutecznie redukuje koszty eksploatacyjne podgrzewu gazu.

@GAS  | **ODORSMARTLINE™**
controls *nowa definicja nawaniania*

Nowoczesny i oszczędny system, zapewniający optymalne nawanianie różnego rodzaju gazów stosowanych w sieciach publicznych.

cGAS controls Sp. z o.o. ul. Saperska 2c, 63-900 Rawicz
Tel. +48 65 545 560 2 | info@cgas.pl | www.cgas.pl



XVII

Konferencja Gazterm

Międzyzdroje 12 - 14 maja 2014

Hotel Amber Baltic

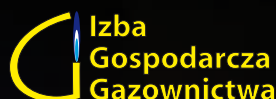
**Nowy kształt rynku gazu.
Dokąd zmierza polskie gazownictwo?**

www.gazterm.pl

Patron Konferencji



Patronat medialny



Patron merytoryczny



Organizator

studio | **4u**

Kontakt z biurem organizacyjnym:

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