



## Elektrownia w Połańcu

Samowznoszący system deskowań ATR  
dostarczyła firma



Hotel Villa Verde Congress & Spa  
**ZAWIERCIE**

# X JUBILEUSZOWA

MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA, WYSTAWA, POKAZY TECHNOLOGII

13-15  
czerwca  
2012

Konferencja  
**INŻYNIERIA**  
Bezwykopowa

Patronat  
honorowy



Ministerstwo Transportu,  
Budownictwa  
i Gospodarki Morskiej



prof. dr hab. inż.  
Kazimierz Furtak Rektor  
Politechniki Krakowskiej



prof. dr hab. inż.  
Antoni Tajduś Rektor AGH

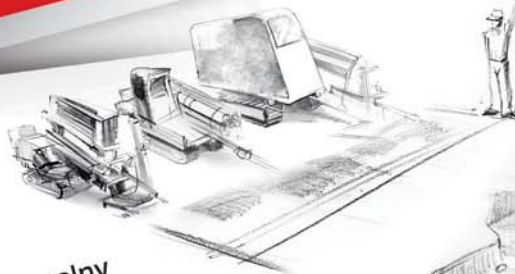


Polskie Stowarzyszenie  
Technologii Bezwykopowych



Izba Gospodarcza  
Wodociągi Polskie

**RODEO**  
„KRETÓW” **NOWOŚĆ**



**HDD**  
**RODEO**

Sponsor generalny

**HABA-BETON**  
MONOLITHIC IDEAS WWW.HABA-BETON.EU

Sponsorzy panelowi



**INFRA**  
dla środowiska



**JLM** Ditch Witch

Sponsorzy wspierający



**CONSOLIS**  
SWOBODA KONSTRUKCJI

**GAMM-BUD**

**MINOVA**

Partner



[www.konferencje.inzynieria.com/inzynieria](http://www.konferencje.inzynieria.com/inzynieria)

**AMITECH**

Zostań **SPONSOREM!**

Organizator

Wydawnictwo  
**WI INŻYNIERIA**  
sp. z o.o.

**inzynieria**.com

**Inżynieria Bezwykopowa**  
TRENCHLESS ENGINEERING

Wydawnictwo INŻYNIERIA sp. z o.o.  
31-305 Kraków, ul. Radzikowskiego 1  
tel. +48 12 351 10 90, fax +48 12 393 18 93  
e-mail: [biuro@inzynieria.com](mailto:biuro@inzynieria.com)



# S

## pis treści

Paliwa i Energetyka

kwiecień - czerwiec 1/2012 [01]



- 02 Od redakcji
- 03 Kalendarium
- 04 In the issue
- 06 Wydarzenia
- 12 Ludzie
- 14 O nauce, energetyce, górnictwie...  
*Rozmowa z Antonim Tajdusiem*

### Paliwa:

- 20 Sektor paliwowy. Odkrycia - Projekty - Inwestycje – Przejęcia  
*Robert Osikowicz*
- 28 Rynek gazu na świecie  
*Robert Osikowicz*
- 42 Pierwszy polski terminal LNG  
*Agata Sumara*
- 46 South Stream – kolejny rosyjski megaprojekt gazowy  
*Agata Sumara*

### Prawo:

- 52 Postępowanie upadłościowe przedsiębiorcy  
*Bartłomiej Król*

### Energetyka:

- 54 Sektor energetyczny. Projekty – Transakcje – Inwestycje  
*Robert Osikowicz*
- 62 Mała elektrownia wodna w Cieszynie  
*Ewa Krasuska*
- 66 Przykłady zastosowania systemów deskowań ULMA w sektorze energetycznym
- 70 Polityka energetyczna Polski do 2030 r.  
*Dagmara Dobosz, Agata Sumara*
- 74 Dwa nowe bloki dla Elektrowni Opole  
*Dagmara Dobosz*
- 78 Innowacyjne rozwiązania energetyczne w małopolskich gminach  
*Dagmara Dobosz*

## 28 Rynek gazu na świecie



## Pierwszy polski terminal LNG

42



## 74 Dwa nowe bloki dla Elektrowni Opole



### Stałe działy

- |    |              |    |                     |
|----|--------------|----|---------------------|
| 02 | editorial    | 14 | wywiad              |
| 03 | kalendarium  | 20 | sektor paliwowy     |
| 04 | in the issue | 52 | prawo               |
| 06 | wydarzenia   | 54 | sektor energetyczny |
| 12 | ludzie       |    |                     |

# Zasada zachowania energii

## Energy conservation law

### **Drodzy Czytelnicy,**

Przyszło nam żyć w ciekawych i dynamicznie zmieniających się czasach. Tradycyjne potęgi gospodarcze tracą na znaczeniu, powstają nowe centra polityczne i przemysłowe. Korporacje stają się równie potężne jak całe państwa. Zawiązywane są nowe sojusze. Firmy działają w sposób globalny. W tych wszystkich zdarzeniach zarówno sektor paliwowy, jak i energetyczny odgrywają kluczową rolę. Konsumujemy coraz więcej energii we wszystkich postaciach. Wzrastający popyt na surowce w jednej części świata odbija się na poziomie cen w innej. Katastrofy naturalne czy techniczne zmieniają stan świadomości i wpływają na decyzje o zaniechaniu jednej i promocji drugiej technologii.

Drukowany magazyn „Paliwa i Energetyka” porusza tematy jakie pojawiają się od kilku lat w naszym serwisie internetowym. Będziemy pisać o kopalnych i zastępczych źródłach energii, uznając je za równie istotne. Znajdziecie u nas informacje o najnowszych odkryciach złóż i bieżących projektach wydobywczych. Nie pominiemy kwestii budowy nowych bloków energetycznych, linii przesyłowych czy magistral gazowych. Przyjrzymy się jakości stanowionego prawa. Czy nie ogranicza ono swobody gospodarczej, ale też czy daje gwarancję korzyści dla całego społeczeństwa.

Postaramy się choćby częściowo odpowiedzieć na nurtujące wszystkich pytania. Czy wyobrażamy sobie świat bez energetyki atomowej? Jeszcze dwa lata temu pewnie odpowiedzielibyśmy, że nie. Czy możemy polegać na OZE? Jak działają kartele paliwowe? Czy grozi nam niedobór energii elektrycznej? Czy Europa powinna nalegać na drastyczne obniżenie emisji gazów cieplarnianych, jeśli główni emitenci tego nie czynią? Czy gaz i ropa ze złóż niekonwencjonalnych będą mieć wpływ na nasze emerytury? Prywatyzować czy nacjonalizować? Regulować czy uwalniać? Zdywersyfikować źródła mimo wyższych kosztów czy negocjować z jednym dostawcą? I wreszcie, czy istnieje spójna polityka energetyczna?

Liczymy, że nowy kwartalnik „Paliwa i Energetyka” zyska stałych i krytycznych czytelników. W bieżącym numerze polecam szczególnie: wywiad z profesorem Antonim Tajdusiem, tekst o historii i perspektywach projektu South Stream oraz analizę rynku gazowniczego na świecie.

Życzę przyjemnej lektury.



### **Dear readers,**

*We have come to live in interesting and dynamically changing times. Traditional economy powers lose their importance, new political and industrial centres emerge. Corporations become as powerful as whole countries. New allies are established. Companies operate globally. Within all those events, both the fuel and energy sector play key role. We consume more energy in all forms. The increasing demand for raw materials in one part of the world is reflected in the level of prices in the other. Natural or technological disasters change the knowledge and affect the decisions about abandoning one and promoting other technology.*

*The magazine “Paliwa i Energetyka” [Fuels and Power] covers the subjects that appear for a few years now in our Internet service. We will write about fossil and replaceable sources of energy considering them equally important. You will find information on the newest discoveries concerning deposits and current extraction projects. We won't omit the issue related to the construction of new power units, transfer lines or gas mains. We will look into the quality of the established law. Whether it does not limit the economy freedom and guarantees the profits for the whole society.*

*We will try to answer all the questions, at least partially. Do we imagine the world without nuclear power? Two years ago we would probably say no. Can we rely on renewable sources of energy? How the fuel cartels operate?*

*Is there a danger of electrical energy deficiency? Should Europe insist on drastic reduction of greenhouse gases if the major emitters do not do so? Would gas and oil from unconventional deposits affect our pensions? Privatize or nationalize? Control or release? Diversify the source despite higher costs or negotiate with one supplier? And finally, is there a coherent power policy?*

*We hope that the quarterly magazine “Paliwa i Energetyka” will have regular and critical readers. In the present issue, we especially recommend: interview with Professor Antoni Tajduś, the text about the history and perspectives of the South Stream project and the analysis of the world's gas market.*

*Enjoy the reading.*

## Wydawca



Wydawnictwo INŻYNIERIA sp. z o.o.  
www.inzynieria.com

## Redakcja



31-305 Kraków, ul. Radzikowskiego 1  
tel. +48 12 351 10 90  
fax: +48 12 393 18 93  
e-mail: redakcja@inzynieria.com

## Redaktor naczelny

Robert Osikowicz  
robert@inzynieria.com

## Redaktor wydania

Dorota Skrzynecka  
tel. +48 12 351 10 94; +48 660 288 299  
e-mail: dorota.skrzynecka@inzynieria.com

Dyrektor biura redakcji  
Sekretarz redakcji

Agata Sumara  
tel.+48 12 351 10 90  
e-mail: biuro@inzynieria.com

## Zastępca sekretarza redakcji

Dagmara Dobosz  
e-mail: redakcja@inzynieria.com

## Reklama i marketing

Dorota Skrzynecka  
tel. +48 12 351 10 94; +48 660 288 299  
e-mail: dorota.skrzynecka@inzynieria.com

Bartłomiej Gąsiorek

tel. +48 12 351 10 93; +48 664 175 174  
e-mail: bartek.gasiorek@inzynieria.com

## Projekt okładki

Teresa Borzęcka

## Skład i przygotowanie do druku

Teresa Borzęcka

## Druk

Drukarnia Skleniarz Kraków  
Nakład 6000 egzemplarzy  
ISSN 1730-1432

## Kalendarium

**Kongres Hydroenergia 2012**

Międzynarodowy Kongres i Targi Małej Energetyki Wodnej  
Regionalne Centrum Turystyki Biznesowej, Wrocław, 23-05-2012 - 26-05-2012  
organizator: Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych  
adres imprezy: Wystawowa 1, 51 - 618 Wrocław  
tel.: +48 605 067 828 | fax: +48 717 071 556  
e-mail: info@hydroenergia.eu | www.trmew.pl

**„GEO-EKO-TECH”**

X Międzynarodowe Targi GEOLOGIA  
Państwowy Instytut Geologiczny-Institut Badawczy, Warszawa, 24-05-2012 - 25-05-2012  
organizator: Zarząd Targów Warszawskich S.A.  
adres: ul. Puławska 12 a, 02-566 Warszawa  
adres imprezy: ul. Rakowiecka 4 (wejście od ul. Wiśniowej), 00-975 Warszawa  
tel.: +48 22 849 60 06 | fax: +48 22 849 35 84  
e-mail: ztw@ztw.pl, mjedynak@ztw.pl | www: www.geologia.info.pl

**OIL-GAS AGH 2012**

XXIII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna nt. Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, geoinżynierii, inżynierii złożowej i gazownictwie  
OIL-GAS AGH 2012  
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, 29-05-2012 - 31-05-2012  
organizator: Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie  
adres imprezy: Al. A. Mickiewicza 30 (A4/312a), 30-059 Kraków  
tel.: +48 12 617 22 06 | fax: +48 12 617 22 15  
e-mail: swysocki@agh.edu.pl | www.oil-gas.pl

**POWERPOL - POWERPOL HEAT**

III specjalna edycja Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy  
Zajazd Piastowski, 04-06-2012 - 06-06-2012  
organizator: Europejskie Centrum Biznesu  
adres imprezy: Kazimierz Dolny nad Wisłą  
tel./fax: +48 81 747 65 10  
e-mail: info@ecb.biz.pl | www.powerpolheat.pl

**Intersolar Europe**

Conference & Exhibition  
Monachium, Niemcy, 11-06-2012 - 15-06-2012  
organizator: Solar Promotion GmbH  
adres: P.O. Box 100 170, 75101 Pforzheim, Niemcy  
adres imprezy: New Munich Trade Fair Centre, International Congress Centre Munich, Monachium  
tel.: +49 7231 58598-213 | fax.: +49 7231 58598-28  
e-mail: goll@intersolar.de | www.intersolar.de

**INŻYNIERIA BEZWYKOPOWA 2012**

X Międzynarodowa Konferencja, Wystawa i Pokazy Technologii  
Hotel Villa Verde Congress & Spa, Zawiercie, 13-06-2012 - 15-06-2012  
organizator: Wydawnictwo INŻYNIERIA sp. z o.o.  
adres: ul. Radzikowskiego 1, 31-305 Kraków  
adres imprezy: ul. Mrzygłodzka 273, 42-400 Zawiercie  
tel.: +48 12 351 10 90 - 94 | fax.: +48 12 393 18 93  
e-mail: biuro@inzynieria.com | www.konferencje.inzynieria.com/inzynieria

**Erbil International Oil&Gas Exhibition**

Erbil, Irak, 03-09-2012 - 06-09-2012  
organizator: Expotim International Fair Organisation, Inc.  
adres: Fulya Mah. Vefa Bayiri Sok. No:9 34394 Sisli, Istanbul, Turcja  
adres imprezy: Erbil International Fair Ground  
tel.: +90 212 356 00 56 (1166) | fax.: +90 212 356 00 56 (1162)  
e-mail: info@erbiloilgas.com | www.erbiloilgas.com



Więcej wydarzeń branżowych znajdziecie Państwo na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com) w zakładce Kalendarium

# In the issue

Paliwa i Energetyka  
kwiecień - czerwiec 1/2012 [01]



## Gas market around the world *Robert Osikowicz*

28

The paper presents available statistical information within the scope of the production, transport, storage and consumption of gas on all continents. It also gives data concerning proven resources of conventional gases in individual countries that characterize by the biggest production. The attention is paid to the method of transport, where apart from gas pipelines, LNG ships play increasing role. Data concerning gas resources in unconventional reservoirs such as shale gas or tight gas are only mentioned due to still not precise estimation and differences in the adopted methodology. Statistical information, in most cases is from 2010. The most important discoveries, extraction and transportation projects performed within the last years are presented for each of the continents.



## First Polish LNG terminal *Agata Sumara*

42

The construction of the LNG liquefied gas terminal in Świnoujście is the first investment of this kind, not only in Poland, but in our part of Europe. Operations related to the technical project of the terminal have been completed in 2009 and its commencement is planned on 2014. The investment covers the construction of pipelines collecting the liquefied gas from ships, LNG tanks and regasification installations. The first stage of the LNG terminal shall allow collecting 5 milliard m<sup>3</sup> of natural gas per annum. Then, depending on the increase of gas demand, it shall be possible to increase the freight capacity to 7.5 milliard m<sup>3</sup> without the need to increase the area where the terminal is being constructed. Two standard volume tanks are built in Świnoujście – such tanks are used in other terminals in the world, i.e. capacity 160 thousand m<sup>3</sup>.



## South Stream – another Russian gas megaproject *Agata Sumara*

46

For over a decade we can observe intensification of Russian Gazprom operations toward placing a network of gas pipelines within Europe, through which the blue fuel shall flow for the following years, providing the raw material sales based of lucrative contracts. The South Stream is the newest megaproject serving to provide gas to countries of southern and central part of the old continent in amount over 63 milliard m<sup>3</sup> of gas per annum. Lately, operations related to this issue have accelerated and it is possible that the construction shall start even this year. At the same time, this project represents major threat to the Nabucco gas pipeline planned by the European Union.



## Bankruptcy procedure of an entrepreneur *Bartłomiej Król*

52

During the business activity, entrepreneurs may have various financial standing. In case of lack of resources to pay the contractors and exceeding the amount of liabilities in relation to assets of the company, the question arises concerning the justifiability of submitting the bankruptcy petition. Entrepreneurs do not often know the bankruptcy law regulations, thus do not know what rights and obligations they are entitled to, what are the consequences of a failure to submit such petition as well as what are the types of bankruptcy and their effects. The basic purpose of the bankruptcy procedure is the equal satisfaction of all creditors of an insolvent entrepreneur.



## Two new units for Opole Power Plant *Dagmara Dobosz*

74

PGE Elekrownia Opole SA has concluded the contract for the construction of two coal fired units of power 900 MW each. This is one of the largest investments in the history of the Polish power industry. The new units shall belong to the most modern installations in Europe and be characterized by low emission of harmful substances. The investment shall bring numerous profits for the Opole Province, it shall, among other things, provide energy safety of the region, economic development as well as new jobs. The ecologists, however, have reservations concerning CO<sub>2</sub> storage and carrying off harmful substances to Odra River.



**Kody QR.** Przy niektórych publikacjach zamieszczamy dwuwymiarowe kody QR. Pozwalają one użytkownikom smartfonów na łatwe przeglądanie stron internetowych bez konieczności wpisywania ich adresu. W celu uruchomienia danej strony wystarczy zeskanować kod odpowiednią aplikacją, którą można pobrać (w zależności od systemu operacyjnego) z AppStore lub Android Market, wyszukując frazę "code qr".

# II Konferencja GEOINŻYNIERIA w budownictwie

# 2012

16 - 17 PAŹDZIERNIKA

Sandomierz

Formularz zgłoszeniowy do pobrania na  
[www.konferencje.inzynieria.com/geoinzynieria](http://www.konferencje.inzynieria.com/geoinzynieria)

## TEMATYKA KONFERENCJI

▼ Geoinżynieria w infrastrukturze  
kolejowej i drogowej

Organizator



WYDawnictwo  
**INŻYNIERIA**  
sp. z o.o.

**i**nżynieria.com

**Geoinżynieria**  
drogi mosty tunele  
geotechnical roads bridges tunnels



ZOSTAŃ  
SPONSOREM!

Zgłoś swoją  
Firmę do nominacji  
nagród TYTAN

Patronat



prof. dr hab. inż.  
Kazimierz Furtak Rektor  
Politechniki Krakowskiej



Ministerstwo  
Transportu, Budownictwa  
i Gospodarki Morskiej



prof. dr hab. inż.  
Antoni Tajduś Rektor AGH



Polski Związek  
Inżynierów i Techników  
Budownictwa



Urząd Miejski  
w Sandomierzu



Urząd Miejski  
w Sandomierzu

**GDDKiA**

Generalna Dyrekcja  
Dróg Krajowych i Autostrad



Polskie Zrzeszenie Wykonawców  
Fundamentów Specjalnych

Sponsor generalny



ArcelorMittal

Sponsorzy złoci

**AARSLEFF**

ADVANCED  
TECHNOLOGIES  
& MATERIALS

**BBV  
SYSTEMS**

**REM**

**TITAN POLSKA**

Sandomierz

# „Straty w systemie energetycznym – problemy, zapobieganie, doświadczenia”

W dniu 29 lutego 2012 r. w opolskim Hotelu Mercure odbyła się konferencja dotycząca strat w systemie energetycznym zorganizowana przez Zespół Center for Business Education. Opiekunem naukowym projektu był prof. Waldemar Skomudek, kierownik Katedry Zarządzania Projektami Wydziału Inżynierii Produkcji i Logistyki Politechniki Opolskiej.

Podczas wydarzenia szerokie grono przedstawicieli branży energetycznej, sektora naukowego oraz organizacji samorządowych dyskutowało na temat możliwości i perspektyw rozwiązania problemu branży energetycznej, a mianowicie – strat energii. Rolę moderatora całej dyskusji pełnił prof. Waldemar Skomudek – przedstawiciel Politechniki Opolskiej. Rozpoczął on konferencję swoim inauguracyjnym wystąpieniem pod tytułem: „Straty w systemie energetycznym i ich wpływ na efektywność energetyczną”. Zanalizował w jaki sposób konfrontacja technologii wytwórczych i inwestycji sieciowych wpłynie na ograniczenie strat energii. W odpowiedzi zaakcentował znaczenie smart gridu, decentralizacji systemu wytwarzania oraz połączeń transgranicznych. Ekspert wnikliwie podsumował wyniki badań i poszczególnych statystyk dotyczących różnic bilansowych w sieci elektroenergetycznej. Następnie zwrócił uwagę na dylemat regulacyjny będący wynikiem braku odpowiednich elementów motywujących podsektor w zakresie efektywności energetycznej.

Drugi z ekspertów prof. Jan Popczyk – przedstawiciel Politechniki Śląskiej, starał się odpowiedzieć na pytanie dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jako środek na rozwiązanie tytułowego problemu profesor zaproponował wyjście z nieefektywnych systemów wsparcia, pobudzenie rozwoju technologii innowacyjnych i wychodzenie ze wsparcia pozarynkowego.

Na problem strat z perspektywy otoczenia regulacyjnego spojrzął także były prezes URE – dr Mariusz Swora, obecny pracownik naukowy i wykładowca Uniwersytetu Jagiellońskiego. Na podstawie konkretnych przepisów przedstawił on prawne instrumenty regulacji jakościowej. Zanalizował braki systemowe i wskazał gdzie polskie ustawodawstwo

nie dotrzymuje kroku oczekiwaniom uczestników rynku.

Kolejnym prelegentem by Krzysztof Lipko, z-ca Dyrektora Departamentu Usług Operatorских PSE Operator S.A. W swojej prezentacji o tytule „Straty w systemie przesyłowym” scharakteryzował problemy z jakimi zmagają się operatorzy oraz wysiłki jakie podejmują, aby w swojej działalności ograniczyć straty do minimum.

Kolejny ekspert, Artur Różycki, Prezes Zarządu Enea Operator sp. z o.o. swoim wystąpieniem otworzył II blok tematyczny o nazwie „Zarządzania ryzykiem strat: analiza, prognozowanie, zapobieganie, technologie”. Na podstawie reprezentowanej przez siebie spółki omówił optymalizację różnicy bilansowej w elektroenergetycznym przedsiębiorstwie sieciowym. Prelegent podkreślił na wstępie, że podstawą ograniczania wszelkich strat zarówno handlowych, jak i technicznych winno być przeprowadzenie analizy ekonomicznej i określenia możliwości technicznych. Dopiero wtedy, w uzasadnionych przypadkach, można prowadzić konkretne działania.

Wśród metod ograniczania strat w sieci SN Ekspert wymienił m.in. optymalizację rozcięć w sieci, kompensację mocy biernej – stanu jałowego transformatorów oraz na stacjach GPZ, regulację napięcia w punktach sieci oraz budowę stacji transformatorowych SN/nn.

Drugim wykładowcą bloku II był ekspert niezależny – Piotr Kukurba. Zanalizował on temat, konfrontując go z możliwością wykorzystania smart meteringu. Podkreślone zostały korzyści wynikające z zastosowania wspomnianych technologii, m.in. możliwość sterowania obciążeniami pomiędzy różnymi porami doby oraz pomiędzy różnymi dniami tygodnia.

Realne możliwości wykorzystania technologii optymalizujących pracę sieci przedstawiło na podstawie swoich produktów dwóch przedstawicieli ekspertów technologicznych konferencji – firmy Eltel Networks S.A. oraz firmy Logstor Detect.

Rozwiązania firmy Eltel Networks S.A. zaprezentował Piotr Molski – prezes Energoprojekt Kraków S.A. Przedstawił on historię wdrożeń AMR/AMI/AMM wraz z charakterystyką kosztów, rozwiązania dla klienta końcowego konsumenta oraz

zakres oferowanych przez firmę usług. Z kolei Ireneusz Iwko, główny specjalista ds. rurociągów preizolowanych drugiego eksperta technologicznego konferencji, czyli firmy Logstor Detect, zaprezentował uczestnikom system rur Axial Conti Logstor oraz jego aspekty techniczne i ekonomiczne. Z produktami trzeciego z ekspertów technologicznych konferencji – firmy ABB, uczestnicy mogli się zapoznać z dołączonych insertów. Dodatkowo obecny przedstawiciel ABB wszystkim zainteresowanym chętnie udzielał wszelkich informacji.

Na zakończenie bloku II moderator zaprosił kolejnych ekspertów do udziału w debacie panelowej pod tytułem: „Analiza zjawiska strat energii w krajowym systemie energetycznym oraz propozycje / perspektywy ich niwelowania”.

W trakcie panelu zaproszeni eksperci omówili zarówno braki regulacyjne, możliwości i sposoby inwestowania, perspektywę wykorzystania nowego źródła w postaci złóż gazu łupkowego, jak i problematykę dostępnych technologii.

Kolejny referat typu case study wygłosił z ramienia Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. Alfred Goluzda z Działu Planowania i Monitoringu Operacyjnego. Omówił on straty ciepła w procesie dystrybucji i przesyłu oraz sposoby ich optymalizacji na przykładzie miejskiego systemu ciepłowniczego w Opolu.

Przedostatnią prelekcję wygłosił kolejny przedstawiciel sektora ciepłowniczego, tym razem reprezentujący Bełchatów – Paweł Uznański, wiceprezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. Omówił on zarówno potencjał techniczny bełchatowskiego systemu ciepłowniczego, jak i modernizację oraz rozwój systemu.

Konferencję zakończyło wystąpienie Sylwestra Szczensnowicza, który jako Naczelnik Biura Handlu Energią Elektryczną z Wydziału Zakupu Taryfowego i Rozliczeń Bilansowych reprezentował firmę PKP Energetyka S.A. Zapoznał on uczestników z problemem strat i różnic bilansujących w rozliczeniach.

Jako Organizator firma Center for Business Education pragnie podziękować wszystkim ekspertom, partnerom merytorycznym, patronom honorowym i medialnym, jak również wszystkim uczestnikom za zaufanie i liczne przybycie. ■





# Powerpol



Rok 2012: Perspektywy rozwoju polskiej energetyki – pod takim hasłem przewodnim w dniach 7–8 marca br. w Kazimierzu Dolnym odbył się XII Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL. Tegoroczne spotkanie poświęcono kwestiom restrukturyzacji sektora, rosnących potrzeb inwestycyjnych oraz sposobów na ich finansowanie, a także perspektyw rozwoju alternatywnych źródeł energii.

Organizatorem spotkania było Europejskie Centrum Biznesu, a partnerami merytorycznymi – firmy Ernst & Young i Kancelaria Domański Zakrzewski Palinka. W tym roku przyjęto panelową formułę kongresu, połączoną z indywidualnymi wystąpieniami przedstawicieli największych w kraju przedsiębiorstw energetycznych. Pozwoliło to na wszechstronne przeanalizowanie strategii polskich spółek energetycznych oraz zmian zachodzących na rynku. Przedsięwzięciu patronowało m.in. Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska, a patronat medialny nad wydarzeniem sprawował m.in. portal [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com).

Obrazy w Kazimierzu Dolnym skupiono wokół kilku paneli tematycznych. Jeden z nich poświęcony był zagadnieniu kluczowych aspektów polityki energetycznej, a rozmowy skupiały się m.in. wokół tematu zaawansowania realizacji działań przewidzianych dla elektroenergetyki i ciepłownictwa w „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”; ocenie polityki prywatyzacyjnej w stosunku do sektora czy aktualnym problemom związanym z implementacją wspólnotowych rozwiązań dotyczących funkcjonowania sektora i jego wpływu na środowisko.

Kolejny panel poświęcono strategiom inwestycyjnym energetycznych grup kapitałowych działających w Polsce. W trakcie jego trwania omawiano np. realizowane i planowane projekty związane z budową i modernizacją konwencjonalnych mocy wytwórczych; rozwój energetyki gazowej; program jądrowy czy zapewnienie paliw dla potrzeb nowych inwestycji.

Podczas panelu poświęconego strategiom rynkowym przedsiębiorstw energe-

tycznych zajmowano się m.in.: zmianami w otoczeniu biznesowym oraz regulacyjnym po kryzysie finansowym; nowymi strategiami w zakresie handlu energią (hurtowego i detalicznego); doświadczeniami płynącymi z obowiązywania nakazu w zakresie publicznych form handlu energią; postulowanymi zmianami w obecnym modelu rynku energii elektrycznej w Polsce oraz otoczeniu prawnoregulacyjnym.

Wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym i kogeneracją stały się tematem kolejnej sekcji, podczas której np. omawiano specyfikę procesów inwestycyjnych w kogeneracji, nowe technologie w kogeneracji, w tym źródła odnawialne czy postulowane zmiany w zakresie mechanizmów regulacji dla ciepła, w tym odnośnie do metod kształtowania cen ciepła.

Na zakończenie zajęto się problemem rozwoju energetyki odnawialnej, koncentrując się m.in. na barierach w rozwoju energetyki odnawialnej, doświadczeniach inwestorów przy realizacji różnego rodzaju inwestycji odnawialnych, nowych technologiach w energetyce odnawialnej oraz praktyce w zakresie pozyskiwania finansowania na realizację inwestycji w OZE.

Jednym z ważniejszych punktów spotkania była tzw. łoża ekspertów, w ramach której omówiono kluczowe problemy sektora, oceniono działania rządu w zakresie energetyki, zmiany własnościowe w sektorze, politykę regulacyjną oraz podjęto temat analizy strategii grup energetycznych.

W kongresie m.in. wziął udział wiceminister gospodarki, Mieczysław Kasprzak, który przedstawił działania Ministerstwa Gospodarki w zakresie realizacji polityki energetycznej Polski. Jak powiedział w czasie swojego wystąpienia, „Do najważniejszych dotychczasowych działań rządu należy przygotowanie ustawy o efektywności energetycznej, nowelizacji Prawa energetycznego oraz programu «Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020». Przypomniał również o najnowszych projektach legislacyjnych – „Kończymy już konsultacje społeczne tzw. trójpaku energetycznego, który zawiera kolejne zmiany w Prawie energetycznym, Prawie gazowym oraz nową ustawę o odnawialnych źródłach energii”.



Zeskanuj kod QR, aby obejrzeć fotogalerię w swoim smartphonie



[www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

## Systemy SHM dla:

- Energetyki
- Rurociągów i zbiorników
- Inżynierii lądowej i hydrotechnicznej

## QuantumSHM zapewnia:

- projekty i realizacje systemów SHM (monitorowanie stanu technicznego obiektów)
- systemy pomiarowe firm SMARTEC oraz ROCTEST
- specjalistyczne doradztwo w zakresie czujników i systemów monitorowania
- najnowocześniejsze systemy światłowodowe

## Monitoring stanu technicznego SHM dla Twojej konstrukcji to:

- bezpieczeństwo eksploatacji
- gwarancja długotrwałej bezawaryjności
- zmniejszenie kosztów utrzymania

**QuantumSHM**  
ul. Malczewskiego 7  
51-636 Wrocław

Tel/Fax: +48 71 348 2487  
Mobile: +48 501 426 514  
Email: [info@quantumshm.pl](mailto:info@quantumshm.pl)

# EXPOCHEM 2012



W dniach 29 lutego i 1 marca 2012 r. w katowickim Spodku odbyły się V Międzynarodowe Targi i Konferencje Przemysłu Chemicznego EXPOCHEM 2012. To doroczne spotkanie przedsiębiorców, inwestorów oraz kooperantów przemysłu chemicznego zorganizował Zarząd Targów Warszawskich S.A. we współpracy z Polską Izbą Przemysłu Chemicznego oraz Radą Programową EXPOCHEM, której przewodniczył Pan Konrad Jaskóła – Prezes Zarządu Polimex-Mostostal S.A. W targach wzięło udział ponad 80 firm z branży chemicznej, petrochemicznej i energetycznej, zarówno polskich, jak i zagranicznych. Wśród uczestników znaleźli się m.in. producenci nawozów, chemikaliów i tworzyw sztucznych, dostawcy surowców, półproduktów chemicznych oraz petrochemicznych, przedstawiciele instytucji wspierających inwestycje finansowo, jak również reprezentanci uczelni i instytutów badawczych. Obecni byli także zaproszeni goście, m.in.: Rafał Baniak – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Skarbu Państwa, Zygmunt Łukaszyk – Wojewoda Śląski, Michał Luty – Wiceprezydent Katowic, Sławomir Majman – Prezes Zarządu PAIHZ, a także Wojciech Lubiewa-Wieleżyński – Prezes PIPC.

Tematyka tegorocznego EXPOCHEM obejmowała m.in. nowoczesne technologie i innowacyjne rozwiązania dla przemysłu chemicznego, aparaturę i analitykę dla chemii, technologie informatyczne w przemyśle chemicznym, wsparcie inwestycyjne, biotechnologie, energetykę przemysłową oraz ochronę środowiska i chemię w rolnictwie. Ponadto omawiano nowoczesne metody produkcji, technologie wytwarzania biodegradowalnych wyrobów włóknistych oraz otrzymywania biodegradowalnych poliestrów z wykorzystaniem surowców

odnawialnych. Program obfitował również w liczne wydarzenia towarzyszące. W specjalnym sektorze innowacji, wynalazków i nowoczesnych technologii prezentowano różnorodne projekty i rozwiązania branżowe. Celem sektora była komercjalizacja nauki z przemysłem, biznesem, a także stworzenie platformy prezentacji projektów i wdrożeń dla przemysłu chemicznego.

Pierwszego dnia zarząd Zakładów Azotowych „Puławy” S.A. przedstawił na specjalnej konferencji prasowej wyniki finansowe spółki za I półrocze roku obrotowego 2011/2012. W trakcie panelu „Konsolidacja chemii w Polsce” omówiono wady i zalety konsolidacji sektora chemicznego w naszym kraju oraz doświadczenia firm w tym zakresie. Podczas kolejnego pt. „Strategia dostaw surowców petrochemicznych i odnawialnych” poruszono zagadnienie kierunków rozwoju dostaw tego typu surowców, natomiast tematem spotkania „Energetyka przemysłowa w chemii” były m.in. nowe inwestycje, przedsięwzięcia modernizacyjne, pakiet klimatyczno-energetyczny oraz wydzielenie energetyki. W trakcie ostatniej tego dnia konferencji zaprezentowano projekt „BIOGRATEX” – Biodegradowalne wyroby włókniste.

Wieczorem podczas uroczystej Gali Inauguracyjnej EXPOCHEM 2012 w hotelu Qubus wręczono nagrody, dyplomy



i medale Grand Prix EXPOCHEM 2012 oraz Konkursu Wynalazków i Innowacji. Na bankiecie można było spotkać się i porozmawiać z czołowymi postaciami związanymi z polskim przemysłem chemicznym.

Również drugi dzień targów obfitował w liczne wystąpienia specjalistów. Podczas konferencji zorganizowanej we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi pt. „Obrót i zrównoważone stosowanie środków ochrony roślin i nawozów” poruszano tematykę m.in. nadzoru nad produkcją, obrotem i stosowaniem nawozów i środków ochrony roślin, a także zmian przepisów i dostosowania ich do regulacji unijnych. Ponadto zaprezentowano projekt „BIO-POL”, czyli technologię otrzymywania biodegradowalnych poliestrów z wykorzystaniem surowców odnawialnych. Tematem kolejnego spotkania było utrzymanie ruchu w przemyśle chemicznym i wpływ optymalnej obsługi technicznej i remontowej na optymalizację marży i minimalizację kosztów. Ostatnie wystąpienia odbyły się w ramach konferencji „Rozwój innowacji poprzez wdrożenia wyników badań – szanse i bariery, sprawne mechanizmy finansowe”, podczas której omawiano m.in. organizację i finansowanie badań.

Doroczne targi i konferencje EXPOCHEM to prawdziwe święto branży chemicznej w Polsce. Wysoki poziom merytoryczny wykładów sprawił, że cieszyły się one dużym zainteresowaniem uczestników, a wystąpienia inspirowały do burzliwych dyskusji. Już dziś zapraszamy na przyszłoroczne EXPOCHEM 2013.

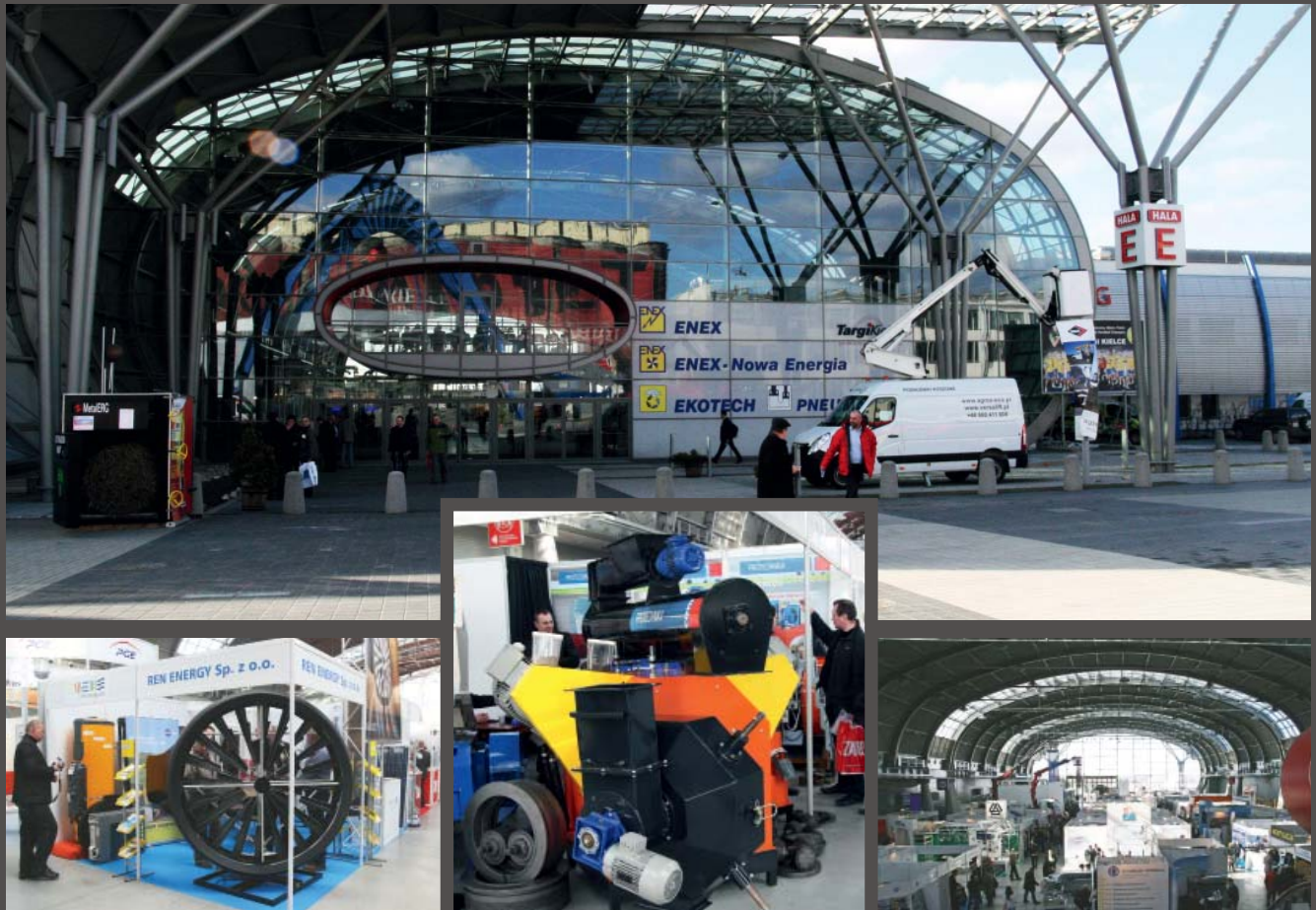


Zeskanuj kod QR, aby obejrzeć fotogalerię w swoim smartphonie



www.inzynieria.com

# Targi Energetyki i Elektrotechniki ENEX



Międzynarodowe Targi Energetyki i Elektrotechniki ENEX oraz towarzyszące im Targi Odnawialnych Źródeł Energii ENEX – Nowa Energia i V Targi Pneumatyki, Hydrauliki, Napędów i Sterowań PNEUMATICON to wystawy łączące tak ważne gałęzie gospodarki jak energia, segregacja i utylizacja odpadów, energia odnawialna i gospodarka wodno-ściekowa. Ostatnia edycja targów odbyła się w dniach 6 do 8 marca br. w kieleckim centrum targowo-wystawienniczym.

Celem organizacji targów jest umożliwienie prezentacji maszyn oraz urządzeń energetycznych i elektroenergetycznych, najnowszych technologii systemowych, armatury sieciowej, kolektorów słonecznych, pieców opalanych drewnem, promienników ciepła, kotłowni opalanych biomasą, czy też pojazdów na biopaliwo. Z roku na rok wystawcy prezentują więcej nowoczesnego sprzętu związanego z odnawialnymi źródłami energii, wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii, jak również z eksploatacją urządzeń ener-

getycznych i modernizacją istniejących sieci. Jak co roku targom towarzyszyły konferencje, które w tym roku skupiały się m.in. wokół odnawialnych źródeł energii; energii z biomasy; przeglądowni ofert technologii biogazowych; partnerstwu publiczno-prywatnemu w zakresie uwarunkowań krajowych i doświadczeń europejskich. Zorganizowano również spotkanie poświęcone samochodom elektrycznym w infrastrukturze gminy oraz warsztaty dla rolników, przedsiębiorców i przedstawicieli samorządów lokalnych. Osobne fora poświęcono pompom ciepła, energetyce solarnej oraz energetyce wiatrowej.

W konferencji na temat odnawialnych źródeł energii wziął udział m.in. wiceminister gospodarki, Mieczysław Kasprzak. Podczas swojego wystąpienia przedstawił główne założenia przygotowanego w Ministerstwie Gospodarki projektu ustawy o OZE. Powiedział, że „nowe przepisy są odpowiedzią na postulaty dotyczące powstania jasnego i efektywnego sys-

temu promocji energii odnawialnej. Ma to szczególne znaczenie w obliczu wzrastającego wykorzystania OZE, które wynika z potrzeby ochrony środowiska i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju”. Podkreślił również, że stabilny rozwój w zakresie odnawialnych źródeł energii będzie osiągalny jedynie poprzez stworzenie sprawnych instrumentów wsparcia inwestycji w tym sektorze, „dlatego w projekcie ustawy o OZE zawarliśmy możliwość zwrotu przedsiębiorcom kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych” – zaznaczył wiceminister. Podkreślił też, że do projektu ustawy o OZE resort gospodarki wprowadził wiele rozwiązań prokonsumenckich dotyczących wsparcia wytwarzania zielonej energii na własne potrzeby oraz nowych rozwiązań co do rozwoju przedsiębiorczości. ■



Zeskanuj kod QR, aby obejrzeć fotogalerię w swoim smartphonie



www.inzynieria.com

## II Krajowe Forum spalania biomasy



Niemal 400 specjalistów reprezentujących sektor energetyczny, kluczowe instytucje, stowarzyszenia branżowe i dostawców zebrało się w dniach 18–19 kwietnia br. podczas „II Krajowego Forum spalania biomasy”. To prawie dwa razy więcej uczestników niż w pierwszej, częstochowskiej edycji wydarzenia, która odbyła się w 2010 r. Forum zostało zorganizowane przez Zespół CBE Polska. Gospodarzem obecnej edycji była Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Patronat honorowy nad wydarzeniem objęli m.in. Prezydent Miasta Krakowa Jacek Majchrowski, Marszałek Województwa Małopolskiego Marek Sowa, Politechnika Częstochowska, Politechnika Opolska, Polskie Towarzystwo Biomasy „POLBIOM”, Szwedzko-Polska Platforma Zrównoważonej Energetyki, Europejska Unia Przemysłu Elektroenergetycznego – Eurelectric, Niemiecka Agencja Zasobów Odnawialnych, Stowarzyszenie Elektryków Polskich, Krajowa Federacja Producentów Zboż, Izba Zbożowo-Paszowa, Giełda Papierów Wartościowych, Stowarzyszenie VGB Powertech. Patronat medialny nad Forum objęły m.in.: kwartalnik „Paliwa i Energetyka” oraz portal [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com).

Łącznie w przedsięwzięcie zaangażowało się ponad 90 partnerów i instytucji współpracujących. „Biorąc pod uwagę rozmach wydarzenia oraz ilość firm i gości zagranicznych już dziś możemy mówić o nowej formule Forum. Wydarzenie przekształciło się bowiem z debaty krajowej w międzynarodową” – powiedział prof. Adam Guła.

W ramach Forum odbyło się wiele prelekcji specjalistów z sektora energetycznego. Jako pierwszy wystąpił prof. Adam Guła z AGH, który odniósł się do technologicznych, ekonomicznych i ekologicznych aspektów produkcji energii elektrycznej z biomasy. Jego zdaniem „...biomasa powinna być wykorzystywana w Polsce głównie do wytwarzania

energii cieplnej w małych i średnich ciepłowniach”. Ma to związek z małą gęstością biomasy, która powoduje, że trzeba transportować jej olbrzymie ilości, co jest nieopłacalne. Przywołał zaś przykłady niewielkich ciepłowni w Polsce w Lubaniu, Trzebiechowie czy Chrzelicach, które do ogrzewania wykorzystują lokalnie wyprodukowaną biomasę. Kłopot w tym, że brakuje pieniędzy na tego typu inwestycje. „Rolnicy i małe podmioty nie mają na to pieniędzy. Potrzebna jest pomoc państwa, bowiem przy 40% wsparciu tego typu przedsięwzięć, w ciągu 10 lat mogłoby powstać 250–300 tys. lokalnych kotłów tego typu” – ocenił.

Kolejnym punktem programu były dwie istotne debaty panelowe. Pierwsza odnosiła się do funkcjonowania europejskiego rynku biomasy, jego kształtu oraz regulacji w poszczególnych krajach. Zagraniczni eksperci opowiedzieli o kwestiach rozwoju ram prawnych i ekonomicznych instrumentów wspierających efektywne wykorzystanie energii z biomasy we własnych krajach. Ponadto przedstawili potencjał technologiczny i surowcowy, jak również omówili najciekawsze realizowane inwestycje.

Natomiast w drugiej debacie przedstawiono realia polskiego rynku biomasy. Panel został zdominowany przez zagadnienia regulacyjne, które mają obecnie kluczowy wpływ na proces inwestycyjny oraz funkcjonowanie polskich przedsiębiorstw energetycznych.

Po części panelowej Forum rozpoczął się blok case studies. Omówiono w nim strategiczne inwestycje realizowane obecnie w Polsce, jak również zaprezentowano najciekawsze rozwiązania i nowinki technologiczne. Zakres tematyczny wystąpień obejmował: doświadczenia ze spalania biomasy w kotłach CFB, wpływ sposobu przygotowania biomasy na modernizację bloków energetycznych opalanych tym materiałem, a także etapy realizacji najnowszej inwestycji OZE

w Elektrowni Jaworzno III, inwestycję grupy GDF SUEZ w Elektrowni Połaniec. Ponadto poruszano następujące zagadnienia: doświadczenia praktyczne w zakresie projektowania, budowy, składowania i podawania biomasy dla energetyki zawodowej, porównanie metod rozdrabniania biomasy dla aplikacji w przemyśle energetycznym, jak również nowe źródła i perspektywy pozyskania paliw biomasowych w Europie.

Wieczorem pierwszego dnia Forum w Kopalni Soli w Wieliczce odbyła się uroczysta gala rozdania nagród „Tytanii Energii 2011”.

Drugi dzień Forum rozpoczął się debatą panelową dotyczącą zagospodarowania ubocznych produktów spalania biomasy. Temat ten wzbudzał ogromne zainteresowanie. Ekspert omówił kwestię zagospodarowania ubocznych produktów spalania na przykładzie reprezentowanych przedsiębiorstw. Podkreślili, że jednym z największych problemów są braki regulacyjne i przepisy nie znajdujące zastosowania w rzeczywistości. Debata wzbudziła liczne komentarze ze strony przysłuchujących się jej uczestników Forum i poważnie wykroczyła poza przewidywany w programie czas.

Kolejny panel dyskusyjny związany był z sytuacją biomasową na rynku ciepłownictwa. Ekspert kolejno scharakteryzowali własne doświadczenia z wykorzystaniem biomasy. Pojawiły się m.in. kwestie problemu dostaw, rosnących cen paliwa, a także zagadnienia technologiczne.

Po zakończeniu dyskusji panelowych odbył się blok II z kategorii case studies, w trakcie którego zaprezentowano sposoby rewitalizacji kotłów węglowych. Następnie głos zabrali prelegenci z zagranicy. Omówiono m.in. fińską elektrownię spalającą Kymim Voyma Oy, działalność stowarzyszenia skupiającego wytwórców ciepła i energii VGB Powertech e.V., jak również pierwszą elektrownię biomasową na Słowacji – Termonowa w miejscowości Nova Dubnica.

Organizatorzy już zapowiedzieli, że w przyszłym roku odbędzie się kolejne Forum, na które już teraz serdecznie zapraszamy. ■



Zeskanuj kod QR, aby obejrzeć fotogalerię w swoim smartphonie



[www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

# | Kongres „East meets West”



W dniach 25–27 kwietnia na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie odbył się Krakowski Międzynarodowy Studencki Kongres Naftowy „East meets West”. Organizatorem tego wydarzenia była Polska Sekcja Studencka SPE.

Głównym celem przedsięwzięcia było stworzenie pomostu pomiędzy studentami a przemysłem naftowym. Kongres był również odpowiedzią na rosnące zainteresowanie sektorem paliwowym zarówno w kraju, jak i za granicą. W Kongresie wzięli udział m.in. przedstawiciele rządu, stowarzyszeń, największych firm oraz uniwersytetów, a także studenci z kraju i ze świata. Wydarzenie to było wyjątkową okazją do wymiany wiedzy, poglądów i pomysłów na temat wspólnej przyszłości

inżynierów naftowych. Różnorodne tematy poruszane w czasie Kongresu dotyczyły najistotniejszych spraw, problemów i wyzwań stojących przed przemysłem naftowym.

Najważniejszym punktem spotkania był Konkurs Prac Studenckich, który dał studentom z całego świata szansę do zaprezentowania wyników swoich badań naukowych bardzo szerokiemu gronu uczestników, w tym potencjalnym przyszłym pracodawcom. Była to też okazja do współzawodnictwa ze studentami z innych krajów.

W ramach Kongresu przeprowadzona została także Sesja HR, podczas której uczestnicy zapoznali się z możliwościami zatrudnienia oferowanymi przez zaproszone firmy naftowe. W trakcie Sesji Technicznej zaprezentowano najnowsze osiągnięcia technologiczne, a uczestnicy mieli okazję pogłębić swą wiedzę na temat aktualnych technik i technologii w przemyśle poszukiwawczym, wydobywczym oraz przetwórczym.

Ważnym elementem Kongresu były liczne rozmowy kwalifikacyjne, będące doskonałą okazją do otrzymania



atrakcyjnej pracy w sektorze paliwowo-energetycznym.

Duże zainteresowanie Kongresem wskazuje na potrzebę organizacji tego typu przedsięwzięć. Przynoszą one korzyści zarówno studentom, którzy zdobywają nową wiedzę i mają szansę znaleźć pracę zgodną z ich wykształceniem, jak również firmom z sektora przemysłu naftowego, które pozyskują nowych pracowników. Z pewnością to nie ostatnie takie wydarzenie zorganizowane na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. ■



Zeskanuj kod QR, aby obejrzeć fotogalerię w swoim smartphonie



[www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

**inzynieria.com**

Bieżące  
i archiwalne  
fotogalerie,  
kalendarium imprez

Nasze branże



Inż. bezwykopowa

Wod-Kan

Drogi

Tunele

Paliwa

IT

Geoinżynieria

Mosty

Energetyka

Budownictwo

na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

Twórz **Portal** razem z nami

## Manager Award dla Jarosława Zagórowskiego



Jarosław Zagórowski, prezes Jastrzębskiej Spółki Węglowej, został uhonorowany prestiżowym wyróżnieniem przyznawanym przez Wydawnictwo Business Magazine Manager. Uroczystość odbyła się 26 kwietnia 2012 r. na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Nagrodę przyznano mu za przeprowadzenie w imponującym tempie największego debiutu giełdowego ostatnich lat, jakim było upublicznienie Jastrzębskiej Spółki Węglowej. Zdaniem jury Jarosław Zagórowski udowodnił, że górnictwo może być branżą nowoczesną, konkurencyjną na globalnym rynku i przynoszącą zyski. Doceniono znaczące akwizycje w strategicznych dla branży segmentach koksowym i energetycznym, ambitny program inwestycyjny, jaki prowadzi spółka, oraz rekordowe w historii firmy wyniki, stanowiące niemal trzy czwarte zysków całego polskiego górnictwa. Zagórowski jest prezesem JSW od marca 2007 r.

## Polskie LNG zmieniło prezesa



Rada Nadzorcza Polskiego LNG S.A. w ramach postępowania kwalifikacyjnego dokonała w dniu 26 kwietnia 2012 r. wyboru Rafała Wardzińskiego na stanowisko prezesa zarządu spółki. Ukończył on studia magisterskie na Uniwersytecie Szczecińskim w Zakładzie Integracji Europejskiej im. Jean Monnet oraz studia uzupełniające na Wydziale Prawa Uniwersytetu w Liege (Belgia). Doświadczenie w sektorze gazowym zdobywał pracując od 2008 r. w Ministerstwie Skarbu Państwa gdzie, jako zastępca dyrektora Departamentu Spółek Kluczowych, nadzorował najważniejsze spółki z sektora ropy i gazu. W przeszłości pełnił funkcję członka Rad Nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa, takich jak: Grupa LOTOS S.A., PERN „Przyjaźń” S.A., GAZ-SYSTEM S.A. Obecnie Rafał Wardziński jest też wiceprzewodniczącym Rady Nadzorczej TAURON Polska Energia S.A.

## Wybrano nowego rektora AGH



Profesor dr hab. inż. Tadeusz Słomka został wybrany w kwietniu przez Uczelniane Kolegium Elektorów nowym rektorem Akademii Górniczo-Hutniczej. Jak poinformował rzecznik AGH, na prof. Tadeusza Słomkę głosowało 106 z 199 członków uczelnianego kolegium elektorów. Od siedmiu lat pełni on funkcję prorektora ds. ogólnych. Wcześniej przez wiele lat kierował Katedrą Geologii Ogólnej, Ochrony Środowiska i Geoturystyki. Jest geologiem, ukończył studia na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Opracował wiele tekstów naukowych i jest autorem oraz współautorem ponad 200 publikacji poświęconych problematyce geologii złożowej, modelowaniu matematycznemu złóż kopaliny użytecznych i sedimentologii głębokomorskich osadów klastycznych. Funkcję rektora jednej z najbardziej renomowanych polskich uczelni obejmie 1 września 2012 r. Zastąpi na tym stanowisku prof. Antoniego Tajdusa.

## Zmiany na szczycie PGNiG



Z dniem 19 marca 2012 r. Grażyna Piotrowska-Oliwa została powołana na stanowisko prezesa zarządu PGNiG SA. Jest absolwentką Akademii Muzycznej w Katowicach (1993), Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (1997), INSEAD Executive MBA (2005). W latach 1997–2001 pracowała w Ministerstwie Skarbu Państwa na stanowisku Naczelnika Wydziału Funduszy Kapitałowych i Naczelnika Wydziału Spółek Strategicznych i Instytucji Finansowych. Następnie pełniła kierownicze stanowiska w Telekomunikacji Polskiej S.A. W latach 2007–2009 była prezesem zarządu / Dyrektorem Generalnym spółki PTK Centertel sp. z o.o., a od listopada 2010 r. do marca 2011 r. doradzała w sektorze private equity w transakcjach związanych z rynkiem telekomunikacyjnym. Była również członkiem rad nadzorczych m.in. Funduszu Górnośląskiego S.A. w Katowicach, Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych, PZU S.A. oraz ORLEN Deutschland GmbH. Od czerwca 2011 r. do marca 2012 r. pełniła funkcję członka zarządu ds. sprzedaży PKN Orlen S.A.

## Powołano członka zarządu PKN Orlen ds. petrochemii



W marcu na stanowisko członka zarządu spółki ds. petrochemii rada nadzorcza PKN Orlen wybrała Piotra Chelmińskiego. Dotychczas pełnił on funkcję prezesa holdingu petrochemicznego Unipetrol, należącego do grupy kapitałowej koncernu z Plocka. Jest absolwentem SGGW w Warszawie. W 1996 r. ukończył podyplomowe studia zarządzania w Wyższej Szkole Zarządzania i Marketingu w Warszawie (partner University of Denver, USA). Posiada wieloletnie doświadczenie w sprawowaniu ważnych stanowisk w zarządach polskich i zagranicznych spółek, w tym spółek giełdowych. Obecnie pełni funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej w spółkach ANWIL S.A. i Basell Orlen Polyolefins sp. z o.o.

## Marcin Moskalewicz prezesem PERN



Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń” 6 marca 2012 r. podjęło uchwałę o powołaniu prezesa zarządu spółki. Marcin Moskalewicz został wyłoniony w postępowaniu konkursowym, w którym w sumie startowało siedmiu kandydatów. Nowy prezes zarządu jest absolwentem studiów MBA Institute of Business Studies – Polsko-Amerykańskiej Szkoły Biznesu Politechniki Krakowskiej i Central Connecticut State University USA, podyplomowych w studium kształcenia kadr kierowniczych Akademii Ekonomicznej oraz magisterskich Akademii Rolniczej w Krakowie. Był ostatnio prezesem zarządu OBR PR w Plocku, wcześniej m.in. wiceprezesem zarządu The Foundation of Advanced Computer Studies w Kielcach, prezesem zarządu spółki SLM Consulting sp. z o.o. w Krakowie. Posiada doświadczenie w zarządzaniu rozbudowanymi strukturami firm, m.in. jako wiceprezes i członek zarządu PZU SA oraz PZU Życie.

## Zmiany w zarządzie PGE



Rada Nadzorcza PGE Polska Grupa Energetyczna podjęła uchwałę o wyborze Krzysztofa Kiliana z dniem 5 marca 2012 r. na stanowisko prezesa zarządu oraz uchwałę o wyborze Bogusławy Matuszewskiej na stanowisko wiceprezesa zarządu. PGE podała, że wybór został dokonany w wyniku przeprowadzenia postępowania kwalifikacyjnego, do którego

dopuszczonych zostało 33 kandydatów. Nowy prezes jest absolwentem Wydziału Mechaniczno-Technologicznego Politechniki Gdańskiej (1983) oraz Warszawskiego Instytutu Bankowości/US Department of Treasury – Asset and Liability Management, Bank Management. W okresie od maja 2008 r. do grudnia 2011 r. pełnił funkcję wiceprezesa zarządu spółki Polkomtel S.A. oraz dyrektora ds. Marketingu i Zarządzania Relacjami z Klientami. W latach 1992–93 był też ministrem łączności.

## Nowy członek zarządu JSW S.A.



1 marca Rada Nadzorcza Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. zakończyła postępowanie kwalifikacyjne związane z wyborem na stanowisko członka zarządu odpowiedzialnego za finanse i pełniącego funkcję zastępcy prezesa zarządu ds. ekonomicznych. Nowym członkiem zarządu Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. został wybrany Robert

Kozłowski. Ma on 55 lat i jest absolwentem Wydziału Handlu Zagranicznego Szkoły Głównej Handlowej (Szkoły Głównej Planowania i Statystyki) w Warszawie, gdzie uzyskał dyplom magistra ekonomii ze specjalnością ekonomika i organizacja handlu zagranicznego. Posiada duże międzynarodowe doświadczenie menedżerskie w obszarze realizacji projektów przemysłowych z zakresu hutnictwa metali kolorowych i budownictwa podziemnego oraz sprzedaży maszyn, urządzeń i wyrobów hutniczych i odlewniczych.

## GE Energy ma nowego dyrektora regionalnego



Jak poinformowała spółka GE Energy, stanowisko dyrektora regionalnego dla Europy Północno-Wschodniej objął Marek Grecki. Będzie on m.in. zarządzał relacjami firmy z klientami na terenie Polski, Republiki Czeskiej,

Słowacji, Estonii, Litwy oraz Łotwy. Marek Grecki, z wykształcenia inżynier elektroniki, to absolwent Moskiewskiego Instytutu Energetycznego. Zanim rozpoczął pracę w GE Energy, pełnił funkcję dyrektora handlowego w PGNiG odpowiedzialnego za zakup gazu ziemnego dla Polski i jego sprzedaż klientom hurtowym. Dołączył do GE Energy w 2005 r. jako regionalny menedżer sprzedaży turbospełnionych na terenie Europy Środkowej (Turbomachinery).

## „Wektor” dla prezesa Tauronu



Dariusz Lubera, prezes zarządu TAURON Polska Energia, został uhonorowany przez Pracodawców RP „Wektorem”. 14 stycznia br. odbyła się jubileuszowa, dziesiąta gala rozdania tych nagród, które trafiają w ręce wybitnych polityków, przedsiębiorców i ludzi kultury. Odbierając

statuetkę Dariusz Lubera usłyszał w uzasadnieniu jury, że otrzymuje ją „za obdarowywanie Polaków „dobrą energią”, umiejętne dostosowywanie interesów kierowanej przez siebie spółki do losów milionów polskich rodzin i odpowiedzialną strategię rozwoju”. Wektory przyznawane są od 2002 r., a Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej to organizacja, która powstała w listopadzie 1989 r. Reprezentuje ponad siedem tys. firm, zatrudniających przeszło 3 mln pracowników. 85% z nich to firmy prywatne, a 15% należy do Skarbu Państwa.

## Wyróżnienie dla szefów PNiG Kraków

W uznaniu znaczącego wkładu w rozwój przemysłu naftowego i gazowniczego w Polsce minister gospodarki nadał prezesowi zarządu firmy PNiG Kraków sp. z o.o. Maciejowi Załubce oraz wiceprezesowi ds. produkcji Januszowi Dańdzie Odznakę honorową za zasługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego. Odznaczenia te wręczył podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki Maciej Kaliski w siedzibie PNiG Kraków sp. z o.o. w dniu 13 stycznia 2012 r. Ten zaszczytny tytuł przyznawany jest osobom, które swoją wieloletnią, zaangażowaną działalnością znacząco wpłynęły na rozwój polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

## Zmiana na stanowisku prezesa jasielskiej spółki wiertniczej



Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie powołało nowego prezesa zarządu Poszukiwań Nafty i Gazu JASŁO S.A. Odchodzącego na emeryturę Jana Kruczaka zastąpił Jerzy Nalepa. Dnia 3 stycznia 2012 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie przyjęło rezygnację dotychczasowego prezesa zarządu Poszukiwań Nafty i Gazu JASŁO S.A. – Jana Kruczaka.

Rezygnacja wieloletniego prezesa jasielskiej spółki związana jest z przejściem na emeryturę i zakończeniem aktywności zawodowej. Jednocześnie powołano następcę – nowym prezesem zarządu został Jerzy Nalepa, dotychczasowy wiceprezes zarządu i dyrektor oddziału NAFTGAZ w Wołominie. Jerzy Nalepa ukończył Wydział Wiertniczo-Naftowy Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Pracę w branży wiertniczej rozpoczął w 1974 r. w Poszukiwaniach Nafty i Gazu w Wołominie, gdzie przeszedł wszystkie szczeble kariery, od stażysty po stanowisko prezesa zarządu. Po połączeniu PNiG NAFTGAZ sp. z o.o. w Wołominie z PNiG JASŁO sp. z o.o. w 2001 r. objął funkcję wiceprezesa zarządu PNiG JASŁO sp. z o.o., jednocześnie zostając dyrektorem nowo utworzonego Oddziału NAFTGAZ w Wołominie.

## Zmiana na stanowisku szefa Rady Nadzorczej PGNiG

5 stycznia 2012 r. prof. Stanisław Rychlicki, przewodniczący rady nadzorczej PGNiG SA złożył rezygnację z pełnionej funkcji z ważnych powodów osobistych. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG powołało na jego miejsce Wojciecha Chmielewskiego. Jest on absolwentem filologii polskiej (1995) i nauk politycznych (1998) Uniwersytetu Wrocławskiego, studiów podyplomowych Politiques Publiques en Europe Uniwersytetu Strasburg III (1997) oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (2000). Od 2000 r. jest też pracownikiem Ministerstwa Skarbu Państwa, gdzie obecnie pełni funkcję zastępcy dyrektora w Departamencie Prywatyzacji. Od dnia 25.02.2009 r. jest członkiem rady nadzorczej ENEA SA z siedzibą w Poznaniu, w której obecnie sprawuje funkcję przewodniczącego. ■

# O nauce, energetyce, górnictwie...

**Dorota Skrzynecka:** *Panie Profesorze, jest Pan absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej, w której to przeszedł Pan drogę kolejnych szczebli kariery zawodowej, będąc prodziekanem, dziekanem aż do objęcia funkcji rektora. Co skłoniło Pana do skierowania planów zawodowych w stronę pracy naukowej i jak ocenia Pan swoją decyzję, patrząc na nią przez pryzmat minionych lat?*

**Antoni Tajduś:** Pracuję na Akademii Górniczo-Hutniczej od 1973 r., tak więc już prawie czterdzieści lat. Przez 22 lata pełnię funkcje, począwszy od prodziekana, poprzez dziekana, prorektora i rektora. Mówię o tym dlatego, że mój czas pobytu na Akademii można podzielić na dwie części. Pierwsza jest związana z nauką. Dość szybko udało mi się osiągnąć poszczególne punkty kariery: szybko zrobiłem doktorat, potem habilitację i zostałem profesorem.

Na początku zająłem się pracą naukową, bo zawsze miałem do niej predyspozycje, chociaż nie wiedziałem, czy znajdą się warunki, w których ja będę mógł pracować jako naukowiec. Początkowo chciałem pracować w przedsiębiorstwie budowy szybów. W międzyczasie prof.

Henryk Filcek dostrzegł moje zdolności naukowe i zaproponował mi pracę na AGH na stanowisku asystenta. Nie żałuję, uważam, że to była dobra decyzja. Jak wspominałem, na początku nie spodziewałem się, że zostanę na uczelni, ale potem to stało się moją pasją.

Te dziedziny nauki, którymi się zająłem, a więc geomechanika, geotechnika, budownictwo podziemne itd. są bardzo wdzięcznymi i interesującymi tematami badawczymi. Zawsze mi odpowiadały i nigdy nie przypuszczałem, że moja kariera potoczy się tym drugim torem, bo uważałem się za osobę, która nie nadaje się do sprawowania stanowisk menadżerskich. O dziwo, wydawało mi się, że jestem zbyt nieśmiały i mało konsekwentny w podejmowaniu decyzji. Okazało się jednak, że kiedy wybrano mnie na prodziekana, poczułem, że mogę się też realizować trochę inaczej.

Mówię o tych dwóch ścieżkach kariery, dlatego że kiedy zacząłem pełnić funkcje i im bliżej było rektorstwa, tym mniej miałem czasu na naukę. Zostałem menadżerem, zacząłem działać w inny sposób, myśląc o sukcesie uczelni, o jej problemach, a nauka schodziła na plan dalszy. Staralem się jednak być w niej obecny, pisałem artykuły i zawsze mieściłem się w średniej, albo nawet powyżej średniej na uczelni, co dawało mi pewną satysfakcję. Zapewne mógłbym zrobić więcej, gdybym nie miał

Wywiad z prof. dr. hab. inż.

Antonim Tajdusiem

– Rektorem Akademii

Górniczno-Hutniczej

im. Stanisława Staszica

w Krakowie

tej ogromnej pracy zawodowej związanej z kierowaniem uczelnią, a wcześniej kierowaniem wydziałem.

**D.S.:** *Jaka jest według Pana definicja dobrego, nowoczesnego inżyniera?*

**A.T.:** Odpowiem trochę przewrotnie. Kiedyś tłumaczyłem studentom, jaka jest różnica między naukowcem a inżynierem. Naukowiec to taka osoba, która stawia przed sobą zadanie do rozwiązania i często rozwiązuje je przez dłuższy czas, a nawet przez całe życie. Istnieją problemy, którym nieraz poświęca się sporą część życia, potem życie się kończy, a problem nadal pozostaje nierozwiązany. Rola inżyniera jest trochę inna. On przede wszystkim ma mało czasu. Stawia się przed nim zadanie polegające np. na tym, w jaki sposób wykonać fundamenty budynku, zbudować tunel itp. Inżynier ma rozwiązać zagadnienie w określonym

czasie. Często decyzję w danej sprawie musi podjąć bardzo szybko, zwłaszcza jeżeli jest to decyzja w trakcie budowy. Ma on szereg możliwych rozwiązań i spośród nich powinien wybrać właściwe. Aby było to możliwe, musi mieć doświadczenie, które jednak nabywa się z czasem. Powinien mieć

„(Inżynier) Powinien mieć dobrą podbudowę naukową, ciągle się rozwijać, dużo czytać, obserwować itd. Decyzje podejmuje na bazie dużej wiedzy i doświadczenia.”

dobłą podbudowę naukową, ciągle się rozwijać, dużo czytać, obserwować itd. Decyzje podejmuje na bazie dużej wiedzy i doświadczenia. Właśnie tak bym postrzegał inżyniera.

**D.S.:** *Niedawno otwarto Centrum Informatyki AGH. To jedna z największych inwestycji uczelnianych (o wartości 65 mln zł) w ostatnich latach, ale przecież nie jedyna. Proszę opowiedzieć o niej, jak i innych ważniejszych tego typu przedsięwzięciach, zrealizowanych w okresie, w którym to Pan zarządzał Akademią.*

**A.T.:** W czasie, kiedy pełnię funkcję rektora, czyli w okresie 7 lat, zrealizowaliśmy w sumie 14 bardzo różnych inwestycji, tak małych jak i dużych. Wśród dużych na pewno mieści się Centrum Informatyki, Centrum Ceramiki, Centrum Nanotechnologii czy Centrum Energetyki, którego budowa właśnie się rozpoczęła. M.in. wybudowaliśmy też budynek Fizyki, duże sale, a wśród nich jedną mogącą pomieścić 700 osób. Od podstaw przebudowany został również budynek, który będzie siedzibą Wydziału Energetyki i Paliw. Wartość tych inwestycji wynosi około 600 mln zł.

**D.S.:** *Większość absolwentów Akademii Górniczo-Hutni-*





*czej w ciągu miesiąca od rozpoczęcia poszukiwań znajduje pracę. To wielki Pański sukces zawodowy...*

**A.T.:** Myślę, że nie jest to mój sukces zawodowy, a sukces Akademii Górniczo-Hutniczej. Nasza uczelnia od wielu lat, a właściwie od początku była taką uczelnią, która daje pracę, chociaż dawniej było o nią zdecydowanie łatwiej niż teraz. Naszym studentom łatwiej jest znaleźć zatrudnienie po pierwsze z takiego powodu, że uczelnia ma prestiż. Osoba przyjmująca kandydata do pracy wie, że inżynier z AGH będzie prezentował odpowiedni poziom, z reguły bardzo wysoki i wie, że będzie to ktoś, w kogo warto inwestować. W ciągu tych dziewięćdziesięciu kilku lat inżynierowie zbudowali taki wizerunek uczelni, który procentuje, a w ostatnich latach wartość AGH jeszcze zdecydowanie wzrosła. Wynika to m.in. z osiągnięć naszych naukowców oraz tego, że nasi studenci dobrze sobie radzą nie tylko w Polsce, ale także w innych krajach. Myślę, iż dzieje się tak również dlatego, że kształcimy w takich zawodach, w których brakuje kadry. Inne uczelnie potraciły niektóre kierunki studiów, np. w skali kraju mało osób kształci się w zakresie odlewnictwa, ceramiki, metali nieżelaznych itd. My cały czas obserwujemy, jak się zmienia przemysł, prowadzimy w tym celu odpowiednie badania i staramy się dostosować do zmian zachodzących w przemyśle, tak by nasi absolwenci dobrze się w te zmiany wpisywali. W efekcie nasi absolwenci dość szybko się adaptują i szybko awansują w hierarchii zawodowej. To jest wg mnie miarą naszego sukcesu. Chcę też powiedzieć, że młodzi ludzie starają się również o to, by poprawić swoją sytuację na rynku pracy. Podam przykład. Swego czasu studenci poprosili o zajęcia z *savoir-vivre*'u w biznesie. Wydawało mi się, że ten pomysł nie chwyci, że zapisze się kilkanaście osób, jednak na pierwsze zajęcia przyszło ponad 700 czy nawet 800 osób! Teraz realizowana jest już 5. edycja

„(...) w Polsce potrzebna jest zarówno energetyka oparta na dużych elektrowniach, jak i energetyka rozproszona.”

tych zajęć i za każdym razem sala mieszcząca prawie 700 osób jest pełna. To pokazuje, że oni uznali, iż oprócz dobrego wykształcenia współczesny inżynier czy menadżer musi mieć tzw. obycie i umiejętności postępowania nie tylko bezpośrednio w związku z wykonywanym zawodem.

**D.S.:** *Które z kierunków cieszą się największym zainteresowaniem i na jakich kierunkach kształci się przyszła kadra branży paliwowo-energetycznej?*

**A.T.:** Kierunków jest wiele, ale zauważyliśmy, że od pewnego czasu te związane z energetyką bardzo szybko się rozwijają. Powiedziałbym, że nie chodzi tu tylko o samą energetykę, ale również o inne kierunki, które są ściśle związane z tym sektorem, np. informatyka, telekomunikacja, chemiczna przeróbka węgla itd. Cieszą się one obecnie bardzo dużą popularnością, bo mają przyszłość.

**D.S.:** *Pańska praktyka zawodowa w dużej mierze związana jest z mechaniką skał i gruntów, budownictwem podziemnym, ale nie tylko. Zastosowanie metod numerycznych w mechanice skał i gruntów oraz energetyce, ze szczególnym uwzględnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju, to też ważny punkt Pańskich zainteresowań.*

**A.T.:** Tak, od pewnego czasu zajmuję się zagadnieniami bezpieczeństwa energetycznego kraju. Opracowałem już szereg publikacji z tego zakresu, miałem na ten temat wiele wystąpień, biore udział w różnego typu konferencjach... Kwestie te są dość ważnym punktem moich zainteresowań, mimo że rozpocząłem karierę jako człowiek zajmujący się mechaniką skał i gruntów oraz budownictwem podziemnym. Łączy się to z tym, że zostałem wytypowany na szefa rady nadzorczej Tauronu, a wcześniej działałem w różnych koncernach węglowych jako członek rad nadzorczych

**Prof. dr hab. inż. Antoni Tajduś**

W 1973 r. został absolwentem Wydziału Górniczego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Wówczas też podjął pracę na uczelni jako asystent, a w 1978 r. został adiunktem. Tytuł profesora nadzwyczajnego uzyskał w 1990 r., a profesora zwyczajnego w 2003 r. Dyscypliny naukowe, którym się poświęcił to geotechnika, geomechanika i budownictwo podziemne. W latach 1993 – 1996 pełnił funkcję Prodziekana Wydziału Górniczego AGH. Od 1996 r. do 2002 r. był Dziekanem Wydziału Górniczego AGH. Następnie do 2005 r. sprawował obowiązki Prorektora ds. Ogólnych AGH, po czym objął funkcję Rektora Akademii.

Należy do wielu organizacji naukowych, będąc m.in.: Przewodniczącym Komitetu Górniczego PAN, Członkiem Sekcji Mechaniki Górniczej Komitetu Górniczego PAN, Członkiem Komisji Nauk Technicznych PAU, Członkiem Polskiego Komitetu Geotechniki, Członkiem Rady Naukowej Instytutu Mechaniki Górniczej PAN w Krakowie, Członkiem Międzynarodowego Towarzystwa Mechaniki Skał.

Na jego dorobek naukowy składa się m.in. 170 publikacji do czasopism krajowych i zagranicznych, 7 książek, 9 patentów, 250 prac naukowo-badawczych i ekspertyz. Spośród wielu odznaczeń i wyróżnień można wymienić m.in. Złoty Krzyż Zasługi, Złotą Odznakę „Zasłużony dla Górniczo-Metalurgicznego na Ukrainie, tytuł Profesora Honorowego Narodowego Uniwersytetu Górniczego w Dniepropietrowsku, Krzyż Oficerski Orderu Odrodzenia Polski.

i, chcąc nie chcąc, zacząłem się tym problemom przyglądać. Nie ukrywam, że te sprawy mnie zafascynowały. Często, jeśli widzę, że niektóre kwestie nie są prowadzone tak jak powinny, wywołuje to u mnie określone reakcje i żywo angażuję się w dyskusje, opiniowałem wiele projektów związanych z bezpieczeństwem energetycznym kraju...

**D.S.:** *Od kilku lat pełni Pan funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej spółki Tauron. Jak to doświadczenie wpływa na Pana zaangażowanie w bieżące sprawy polskiej gospodarki?*

**A.T.:** Spółka Tauron to przede wszystkim ogromny koncern, który jednoczy wiele większych i mniejszych firm (jest ich ponad 70). Podejmowane są różnego typu decyzje związane z funkcjonowaniem Tauronu i mają one wpływ na te firmy. Bez energetyki rozwój gospodarki nie jest możliwy, to taki krwioobieg gospodarki. Szczególnie jestem zainteresowany kształtowaniem się cen w energetyce w zależności od źródeł energii, energetyką gazową, węglową, energetyką jądrową. Właśnie poprzez pracę w tak ogromnym koncernie, jakim jest Tauron, zacząłem się interesować źródłami energii, ich przetwarzaniem, dystrybucją itd.

**D.S.:** *Jak ocenia Pan sytuację związaną z budową nowych mocy energetycznych w stosunku do potrzeb Polski w zakresie energetyki oraz tzw. blackout'u, z którym, zdaniem niektórych specjalistów, możemy mieć do czynienia w ciągu najbliższych kilku lat? Z drugiej strony mówi się też o przeszacowaniu mocy i o tym, że zaplanowano za wiele inwestycji, które ucale nie są potrzebne...*

**A.T.:** Wydaje mi się, że w Polsce potrzebna jest zarówno energetyka oparta na dużych elektrowniach, jak i energetyka rozproszona. Mam na myśli produkcję w małych miejscowościach, w oparciu o lokalne źródła, wiatraki, panele solarne... Bezwzględnie musi jednak u nas istnieć energetyka oparta o duże elektrownie, które produkują duże ilości energii. Trzeba brać pod uwagę to, że Polski nie możemy porównać np. do Danii, gdzie np. energetyka rozproszona ma bardzo duży udział w rynku, a niewiele jest elektrowni dużych. W naszym kraju taki model się nie sprawdzi. Wynika to z tego, że energetyka odnawialna, która mieści się w ramach energetyki rozproszonej, ma jedną wadę – np. jeśli nie wieje wiatr, to i tak energia jest potrzebna. Nadal nie rozwiązaliśmy problemu gromadzenia energii produkowanej z wiatru, słońca itd. Dlatego musi istnieć ta duża energetyka, która z jednej strony będzie obsługiwać wielkie przedsiębiorstwa, ale z drugiej strony będzie wspomagać niedostatek mocy tych lokalnych obiektów.

Istnieje zagrożenie, że w Polsce mogą wystąpić braki energii. Może się to stać w latach 2015–16. Obecnie budowane są nowe bloki energetyczne na węgiel czy na gaz, natomiast termin ich oddania to lata 2017–18. Dlatego przez jakiś czas może nam grozić niedostatek energii. Drugi okres to czas

po roku 2020. Otóż spodziewaliśmy się, że do 2020 r. wybudujemy co najmniej dwie elektrownie jądrowe. Na razie ten proces przebiega bardzo wolno. Kiedyś, podczas wystąpienia w Senacie, mówiłem o konieczności jak najszybszego

rozpoczęcia akcji przekonywania ludzi do lokalizacji. Podawałem dla przykładu podobną inwestycję w Anglii, gdzie proces taki trwał osiem lat. U nas podejście do tego problemu nie do końca jest właściwe. Trzeba wziąć pod uwagę również dodatkowe okoliczności np. to, co wydarzyło

się w roku ubiegłym w Japonii. Uważam, że my nie uciekniemy od budowy elektrowni jądrowej, zapewniającej nam kilka procent zapotrzebowania na energię. Jednak, mówiąc z ludźmi o energetyce jądrowej, trzeba mówić wszystko i do końca. Należy np. jasno powiedzieć, co zostanie zrobione z odpadami, jaki będzie wpływ na środowisko itd. Uważam, że obecnie energetyka jądrowa jest bezpieczna, oczywiście przy odpowiednich zabezpieczeniach, ale takie inwestycje są bardzo drogie. Myślę, że jest do zaakceptowania, tylko to wymaga czasu.

Jednym z poważnych problemów jest również to, że w Polsce nie mamy odpowiedniej kadry. AGH kształciła studentów w zakresie energetyki jądrowej, część z tych osób pracuje w różnych miejscach na świecie. U nas nie było jasnego stwierdzenia, czy powstanie ta elektrownia czy nie, nie było jasnej wizji, że te osoby wyjadą, nabiorą doświadczenia i wrócą do pracy przy rodzimym projekcie. Ja jestem za energetyką jądrową, ale należy to wszystko robić z głową.

Niedawno otworzyliśmy studia z zakresu energetyki jądrowej na Wydziale Energetyki i Paliw. Studenci kształceni są nie tylko pod kątem znajomości odpowiednich technik, ale także problematyki światowej w tym zakresie. Zamierzamy tych młodych ludzi jeszcze w trakcie studiów wysłać na Zachód (Francja, Kanada), by nabrali doświadczenia po to, by zajmować się w przyszłości naszą elektrownią.

**D.S.:** *Jak przekonać lokalne społeczności w kwestii energetyki jądrowej? Co powiedzieć tym, którzy protestują przeciwko lokalizacji takiej elektrowni w ich otoczeniu?*

**A.T.:** Jednym z problemów jest brak informacji dla społeczeństwa, a ono powinno być dobrze poinformowane. Nie należy w związku z tym stosować jakiegokolwiek gry politycznej, bez względu na to, na czyją korzyść by się ona rozgrywała. Potrzebna jest pewna zgoda polityczna ponad podziałami, ponad różnicami zdań. Jeśli jest inaczej, w ludziach podsycany

jest niepokój. Kolejnym elementem jest to, że ludzie coś muszą mieć w zamian za zgodę na lokalizację. Np. we Francji zastosowano takie rozwiązanie, że ludzie z wyznaczonego obszaru wokół elektrowni płacą mniej albo wcale nie płacą za energię. Ponadto, państwo też obiecało inwestycje na tym terenie. To są dobre i sprawdzone praktyki. Rozwiązań jest wiele, a działalność musi być szeroka.

---

„Istnieje zagrożenie, że w Polsce mogą wystąpić braki energii. Może się to stać w latach 2015–16.”

---



---

„Brakuje konkretnych rozmów na różne tematy związane z energetyką jądrową. Ludzie powinni mieć dostęp do dyskusji, powinni mieć szansę wyrobić sobie na ich podstawie zdanie.”

---

**D.S.:** Program mający na celu informowanie ludzi o energetyce jądrowej i planach Polski z tym związanych już uruchomiono...

**A.T.:** Tak, ale ruszył on bardzo późno, a ponadto moim zdaniem nie odzwierciedla w pełni problemu. Brakuje konkretnych rozmów na różne tematy związane z energetyką jądrową. Ludzie powinni mieć dostęp do dyskusji, powinni mieć szansę wyrobić sobie na ich podstawie zdanie. Trzeba wracać do przykładu awarii w Japonii, a nawet do Czarnobyla, żeby wyjaśnić, co i dlaczego się stało. Takie dyskusje należy i można prowadzić.

**D.S.:** Jest Pan ściśle związany z Wydziałem Górnictwa i Geoinżynierii AGH. Naszych czytelników na pewno zainteresuje Pańska opinia co do zagrożeń oraz możliwości rozwoju polskiego górnictwa.

**A.T.:** Moim zdaniem górnictwo po kryzysie sprzed kilkunastu lat jest odbudowywane i obecnie dobrze się rozwija.

Spójrzmy np. na KGHM – jedną z najlepszych, jeśli nie najlepszą firmę w Polsce, czyli górnictwo miedzi, srebra. Dobrze rozwija się górnictwo węgla brunatnego, utrzymywane jest na odpowiednim poziomie, przynosi profity pracownikom i państwu. W górnictwie węgla kamiennego jest pewien problem, ale jest ono dochodowe. Na skutek różnych czynników wydobycie tego surowca bardzo spadło, do 70 mln t. To zjawisko nie jest korzystne, bo przecież mamy potencjał i możliwości, żeby wydobywać węgiel na poziomie nawet powyżej 90 mln t rocznie. Wówczas nie musielibyśmy sprowadzać węgla z innych krajów. Dobrze rozwija się również górnictwo skalne m.in. dzięki budowie dróg i autostrad. Na podstawie dużego zapotrzebowania na naszych absolwentów obserwuję, że górnictwo w Polsce rozwija się. Gdyby było inaczej, nie byłoby tylu kandydatów na kierunki górnicze i oni nie znajdowałiby pracy tak łatwo.

**D.S.:** Jaką widzi Pan przyszłość dla górnictwa w perspektywie dziesięciu czy dwudziestu lat?

**A.T.:** Górnictwo musi wypracować środki na działalność, bo teraz jest inaczej niż dawniej, kiedy państwo było głównym inwestorem. Myślę, że w ciągu 20 lat, jeśli nie będziemy inwestować w kopalnie węgla kamiennego, to po lekkim wzroście produkcja będzie spadać i to nie ze względu na brak węgla, tylko inwestycji. Jeśli chodzi o górnictwo węgla brunatnego, to widzę pozytywną dla niego perspektywę. Obecnie wydobywane jest około 60 mln t. Zasoby surowcowe w tym zakresie mamy ogromne i jest to węgiel dobrej jakości. Jakkolwiek występują pewne perturbacje i protesty ludności w obszarze wydobycia, to stopniowo będą one rozwiązywane. Co do górnictwa miedzi i srebra, to zasoby te powoli się kończą, dlatego pojawiła się decyzja o próbach szukania ich poza granicami kraju. W perspektywie 20 lat może być problem, bo trzeba będzie schodzić głębiej pod

ziemię, a to łączy się ze znacznym wzrostem temperatury, budową nowych poziomów, wysokimi nakładami finansowymi itd. Jeśli chodzi o cynk i ołów, w ciągu 20 lat tego typu kopalnie przestaną istnieć, chyba że znajdą się nowe zasoby. Co się zaś tyczy górnictwa odkrywkowego, będzie następował rozkwit, bo jest coraz większe zapotrzebowanie na surowce skalne.

**D.S.:** Energetyka oparta na węglu ma w Unii Europejskiej wielu przeciwników. W Polsce węgiel to podstawowy surowiec dla gospodarki. Jak postrzega Pan rozwój górnictwa węglowego w kontekście rosnących nacisków na wykorzystywanie ekologicznych źródeł energii w coraz większym zakresie?

**A.T.:** Moim zdaniem węgiel nie stanowi tak wielkiego ekologicznego zagrożenia. Z wielu opracowań naukowych na temat szkodliwości CO<sub>2</sub> wynika, że dwutlenek węgla nie jest tak groźny, jak niektórzy twierdzą. To nie znaczy, że nie należy prowadzić badań i szukać rozwiązań, które by poprawiały efektywność energetyczną elektrowni węglowej. Niedawno standardem była sprawność elektrowni węglowych na poziomie około 30%, teraz jest to już nawet 45%. Istnieją projekty, w których przewidziano sprawność na poziomie powyżej 50%. Uważam, że jest to bardzo efektywny kierunek rozwoju.

Drugim obszarem jest działanie poprzez zgazowanie węgla, chociaż trudność będzie stanowić zgazowanie węgla pod ziemią, gdyż musi się to odbywać na dużej głębokości. Na pewno jednak zgazowanie będzie się rozwijać

na powierzchni. Te działania powinny mieć zdecydowany wpływ na ograniczenie produkcji CO<sub>2</sub> i innych szkodliwych dla człowieka i środowiska substancji.

**D.S.:** Co Pan sądzi o aktualnej kondycji polskiego rynku energetycznego? Czy nasze spółki znajdują fundusze na nieodzwonne inwestycje w nowe elektrownie i sieci przesyłowe? Jakie powinny być Pana zdaniem prawidłowe i bezpieczne proporcje między energetyką węglową, gazową, atomową i OZE?

**A.T.:** Duże spółki posiadają odpowiednie środki finansowe albo je pozyskują. Każda spółka ma strategię, w której zapisane są inwestycje, często bardzo drogie. Natomiast jeśli chodzi o proporcje między energetyką węglową, gazową, atomową i OZE to aktualnie 90% energii w Polsce pochodzi z węgla. Jeśli patrzymy na bilans energetyczny, to w ciągu roku zużycie energii będzie rosło od 1,5% do 2%. W takiej sytuacji za 30 lat zużycie energii zwiększy się o około 50%. Ilość węgla spalane będzie podobna do dzisiejszego, a zatem jego udział w bilansie energetycznym będzie spadać. Ta dodatkowa potrzebna ilość energii może zostać uzupełniona np. energetyką jądrową i gazem – wierzymy, że naszym gazem z łupków. Będzie wzrastać również udział energii odnawialnej, ale obawiam się, że nie tak szybko, jak niektórzy uważają. Osiągnięcie poziomu 30 czy nawet dwudziestu kilku procent to duże wyzwanie. Cały czas jest to bardzo droga energia. Nie mamy takich źródeł energii wiatrowej, geoter-

„(...) mówiąc z ludźmi o energetyce jądrowej, trzeba mówić wszystko i do końca. Należy np. jasno powiedzieć, co zostanie zrobione z odpadami, jaki będzie wpływ na środowisko itd. Uważam, że obecnie energetyka jądrowa jest bezpieczna, oczywiście przy odpowiednich zabezpieczeniach, ale takie inwestycje są bardzo drogie. Myślę, że jest do zaakceptowania, tylko to wymaga czasu.”

malnej czy słonecznej, byśmy mogli osiągnąć dobre wyniki. Obawiam się, że nieraz podejmujemy wyzwania, z których trzeba się wycofywać. Tych założeń jednak nie osiągniemy.

**D.S.:** *Od ponad dwóch lat trwa dyskusja o możliwości wydobycia gazu ze złóż łupkowych na wielką skalę. Ostatnio przedstawiony raport Państwowego Instytutu Geologicznego, dotyczący potencjalnych zasobów tego surowca, studzi nieco, nadmiernie być może, rozbudzone nadzieje. Proszę podzielić się swoją opinią na temat tego zagadnienia. Czy widzi Pan jakieś zagrożenia wynikające z przemysłowego wydobycia ropy czy gazu ze złóż niekonwencjonalnych?*

**A.T.:** Obecnie posługujemy się różnymi szacunkami, podpartymi wycenieniami amerykańskimi, Państwowego Instytutu Geologicznego czy wypowiedziami różnych naukowców. Znaczny potencjał naukowy związany z gazem i ropą istnieje właśnie na naszej uczelni, na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu. Mamy bardzo silną katedrę zajmującą się rozpoznaniem gazu i ropy na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, mamy górnictwo na Wydziale Górnictwa i Geoinżynierii, bierzemy udział w procesie poszukiwania miejsc, w których może występować gaz czy ropa. Nie jesteśmy takimi optymistami jak inni, bo nie ma danych, które by wskazywały na zasadność pewnych twierdzeń. Wygląda na to, że wielkości zostały przeszacowane. Ostateczna odpowiedź będzie znana po wykonaniu kilkudziesięciu otworów nie tylko pionowych, ale też poziomych. Na razie liczba odwiertów (kilkanaście) nie jest imponująca. Poziomo rozwiercane jest dopiero kilka z nich. Musimy się również nauczyć technik związanych z eksploatacją gazu łupkowego, bowiem na większą skalę nie zajmowaliśmy się tym problemem. Trudno jest natomiast sprowadzać firmy zagraniczne, które będą to dla nas wykonywały za ogromne pieniądze. Muszą się pojawić nasze technologie, które spowodują, że ceny będą niższe. Można być optymistą, ale bardzo umiarkowanym. Na pewno pojawi się gaz łupkowy, ale spodziewam się, że będą znacznie mniejsze jego ilości, niż wskazują obecne szacunki.

**D.S.:** *Jak Pańskim zdaniem prezentuje się np. przyszłość alternatywnych paliw w przemyśle motoryzacyjnym?*

**A.T.:** Jeśli chodzi o biopaliwa, to nie jestem ich zwolennikiem, chociaż rozwój w tym zakresie będzie coraz bardziej widoczny. Jeśli weźmie się pod uwagę cały bilans energetyczny przy produkcji biopaliw od momentu zasiewu, a nawet wcześniej, to nie uważam, żeby zysk z takiej produkcji był wielki. Chodzi mi o stosunek wkładu energii w uzyskanie tego paliwa do wyprodukowanych ilości.

**D.S.:** *A jak postrzega Pan fotowoltaikę w kontekście napędzania samochodów?*

**A.T.:** Fotowoltaika będzie się rozwijać, jednak wymaga dużego wsparcia państwa. W wielu krajach jest ono znaczne,

u nas zdecydowanie za małe. Dzisiaj, mówiąc o fotowoltaice, trzeba myśleć o tzw. pierwiastkach krytycznych. Są one bardzo ważne w produkcji ogniw, jednak istotne jest to, skąd i w jaki sposób można je pozyskać.

**D.S.:** *A jeśli chodzi o samochody napędzane prądem?*

**A.T.:** To jest dobre rozwiązanie i ma przyszłość. Na całym świecie prowadzone są zaawansowane prace nad takimi akumulatorami. Mogą to być zarówno samochody napędzane samym prądem, jak też pojazdy hybrydowe.

**D.S.:** *Pozwoli Pan, że na koniec zapytam o przyszłość zawodową. Od roku 2005 sprawuje Pan funkcję rektora Akademii Górniczo-Hutniczej. Proszę uchylić rąbka tajemnicy, jakie będą kolejne kroki zawodowe?*

**A.T.:** Istnieją pewne zakusy w stosunku do mojej osoby, jednak nie mogę ich zdradzić, bo są według mnie zbyt szalone, by mogły być prawdziwe... Ja nie muszę być ani prezesem wielkiej firmy, ani jakąś bardzo ważną postacią w przemyśle. Nie wiem, jeśli pojawi się jakaś sensowna propozycja, to ją rozważę. Jest jedna rzecz, której całe życie się bałem: nie przekroczyć moich kompetencji. Każdy człowiek ma określone możliwości. Dopóki nie zostałem rektorem, wydawało mi się, że nie powinienem nim być. Kiedy nim zostałem okazało się, że moje kompetencje wystarczyły, bo ocena mojej działalności jest pozytywna. Natomiast, każdy ewentualny awans może spowodować, że przekroczona zostanie pewna granica.

Myślałem o tym, by wrócić do nauki. Mam 63 lata. Moją pracę naukową musiałem trochę ograniczyć ze względu na wszystkie funkcje, które pełniłem, ale nigdy z nauką nie zerwałem. Dowodem na to jest książka związana z budownictwem podziemnym i tunelowym, która niebawem się ukaże. Pisana była długo, choćby ze względu na fakt, że miałem inne, pozanaukowe obowiązki, ale to potwierdzenie faktu, że nigdy nie zerwałem z nauką.

Wracam na wydział, mam zamiar pracować jako naukowiec, mam szereg pomysłów odnośnie do nowych grantów. Pojawiła się taka koncepcja, że mogę się bardziej zaangażować w problemy gazu łupkowego od strony organizacyjnej i naukowej. Myślę, że wystąpię z wnioskami o własne projekty badawcze.

Jeśli nowe władze AGH lub inne uczelniane w Polsce zwrócą się do mnie o pomoc, a moje doświadczenie się przyda, to bardzo chętnie im pomogę. Ale zobaczymy, może pojawi się jakaś wyjątkowa sytuacja, która mnie zaciekawi...

**D.S.:** *Życzę więc wszystkiego najlepszego i powodzenia w realizacji planów.*

*Dziękuję za rozmowę.*

*Rozmawiała Dorota Skrzynecka*

„Dobrze rozwija się górnictwo węgla brunatnego, utrzymywane jest na odpowiednim poziomie, przynosi profity pracownikom i państwu. W górnictwie węgla kamiennego jest pewien problem, ale jest ono dochodowe.”

„(...) jeśli chodzi o proporcje między energetyką węglową, gazową, atomową i OZE to aktualnie 90% energii w Polsce pochodzi z węgla. Jeśli patrzymy na bilans energetyczny, to w ciągu roku zużycie energii będzie rosło od 1,5% do 2%.”

www.inzynieria.com

# PE & Paliwa i Energetyka

## TEMATYKA

Gaz | Ropa | Paliwa gotowe | Węgiel | Energetyka atomowa |  
Energetyka ciepła | Odnawialne źródła energii | Przesył energii |  
Rurociągi, magazyny i infrastruktura przemysłowa

**ZAPRENUMERUJ\*** NOWY PERIODYK NA [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

*\* do grudnia 2012 prenumerata bezpłatna*

Więcej informacji z branży paliwowej i energetycznej  
znajdziesz na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

 inzynieria.com

 Wydawnictwo  
**INŻYNIERIA**  
sp. z o.o.

Wydawnictwo INŻYNIERIA sp. z o.o. | 31-305 Kraków, ul. Radzikowskiego 1 |  
tel.: +48 12 351 10 90 | fax: +48 12 393 18 93 | [redakcja@inynieria.com](mailto:redakcja@inynieria.com)

# Sektor paliwowy

## Odkrycia - Projekty - Inwestycje – Przejęcia

W kwietniu br. doszło do porozumienia pomiędzy spółkami ExxonMobil i Rosneft dotyczącego wymiany aktywów i wspólnych działań zmierzających do eksploatacji trudno dostępnych złóż w Arktyce. Jak się ocenia, jest to największe w historii rosyjsko-amerykańskie przedsięwzięcie w branży paliwowej. Na mocy porozumienia największy amerykański koncern paliwowy otrzyma od Rosneftu jedną trzecią udziałów w spółce, która zajmie się eksploatacją złóż spod dna Morza Karskiego w rosyjskiej Arktyce. Z kolei Exxon udostępni Rosjanom swoje niekonwencjonalne złoża gazu i ropy w Ameryce Północnej

### Polska

#### Obiecujące wyniki odwiertów z koncesji firmy Saponis

Jak wynika z badań przeprowadzonych przez firmę RPS Energy, koncesje Sławno, Starogard i Słupsk mogą zawierać nawet 300 mld m<sup>3</sup> gazu łupkowego. Wyniki zostały opublikowane przez LNG Energy, udziałowca Saponisu. Szacuje się, że roczne wydobycie gazu łupkowego na Pomorzu docelowo może sięgnąć 6 mld m<sup>3</sup>. Jednak zdaniem analityków raczej nie ma co liczyć na to, że cały pas koncesyjny jest równie zasobny w gaz łupkowy. Pomorze to najbardziej perspektywiczny region poszukiwań w naszym kraju. Na dokładne dane trzeba poczekać do momentu opublikowania pierwszych wyników badań szczelinowania w odwiercie horyzontalnym. Saponis wykonał jak dotąd trzy otwory pionowe, kolejne cztery zaplanowano na lata 2012–2013.

(30.04.2012 r. – DGP, LNG Energy)

#### Porozumienie w sprawie gazu łupkowego

Pięć polskich koncernów: PGNiG, PGE, Tauron, KGHM i Enea podpisało list intencyjny w sprawie wspólnych poszukiwań gazu łupkowego. Umowa zostanie podpisana do końca czerwca br. Na razie nie wiadomo, czy powołana zostanie spółka celowa zajmująca się poszukiwaniami surowca. W ramach umowy firmy będą poszukiwać węglowodorów na koncesji Wejherowo należącej do PGNiG, ale nie jest wykluczone, że prace będą też realizowane na innych koncesjach. W Wejherowie na odwiercie Lubocino-1 wykonano zabiegi szczelinowania, które potwierdziły występowanie znacznych pokładów gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

(26.04.2012 r. – PAP)

#### Produkcja ze złoża Skarv ruszy później

PGNiG Norway została poinformowana przez BP, operatora projektu Skarv, o przesunięciu terminu rozpoczęcia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym z drugiego kwartału na czwarty kwartał 2012 r. Przyczyną zmiany terminu jest opóźnienie instalacji przewodów produkcyjnych, wynikające z trudnych warunków pogodowych na Morzu Norweskim.

(24.04.2012 r. – PGNiG)

#### Umowa na dostawę rur dla magistrali gazowej Szczecin – Lwówek

GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę na dostawę rur stalowych dla gazociągu z konsorcjum w składzie: FERRUM S.A., STEELTUBES sp. z o.o., UNISSET Rury Stalowe-Steel Pipes Janusz Gaczyński, U.S. STEEL KOSICE s.r.o. Wartość podpisanej umowy to ponad 100 mln zł. Gazociąg DN700 relacji Szczecin – Lwówek będzie miał długość 188 km. Jest zlokalizowany na obszarze województw zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego.

(13.04.2012 r. – GAZ-SYSTEM S.A.)

#### Umowa na prace konstrukcyjne w ramach gazociągu Płoty – Karlino

GAZ-SYSTEM S.A. podpisał z firmą Nafta-Gaz-Serwis S.A. umowę na roboty budowlane dla gazociągu Szczecin – Gdańsk, etap I Płoty – Karlino. Firma została wybrana w publicznym postępowaniu przetargowym. Wartość podpisanej umowy to 49,925 mln zł. Długość gazociągu Szczecin – Gdańsk wyniesie 265 km, jego trasa wiedzie przez obszary województw zachodniopomorskiego i pomorskiego. Inwestycja została podzielona na cztery etapy: Płoty – Karlino (około 63 km), Karlino – Koszalin (około 23 km), Koszalin – Słupsk (około 68 km) i Słupsk – Wiczlino (około 111 km).

(12.04.2012 r. – GAZ-SYSTEM S.A.)

#### Gazoprojekt S.A. wykona studium wykonalności polsko-słowackiego połączenia międzysystemowego



Fot. Archiwum Gaz-System S.A.

W wykonywaniu tego zlecenia współpraca zostanie podjęta z firmą doradcą Ernst

& Young oraz słowacką firmą GasTech s.r.o. Realizacja projektu, w wyniku którego powstanie interkonektor gazowy Polska – Słowacja, doprowadzi do połączenia systemów przesyłowych gazu ziemnego obu krajów. Na budowę tego połączenia spółki GAZ-SYSTEM S.A. i Eustream chcą pozyskać dofinansowanie unijne w ramach programu Trans-European Networks–Energy (TEN-E).

(03.04.2012 r. – GAZ-SYSTEM S.A.)

W 2012 r. zaplanowano wykonanie 49 nowych odwiertów poszukiwawczych gazu łupkowego

38 odwiertów wykonają firmy z kapitałem zagranicznym, 11 – polskie firmy z udziałem Skarbu Państwa. Do roku 2017, zgodnie z koncesjami, ma zostać wywierconych łącznie 121 otworów obowiązkowych i 127 tzw. „opcjonalnych”. Tylko do końca 2011 r. rozpoczęto wiercenie 22 otworów, z czego 18 zostało zakończonych, 4 odwierty są w toku. W Polsce zainwestowano już prawie 2 mld zł w poszukiwanie gazu w złożach niekonwencjonalnych. Firmy przewidują dalsze inwestycje w podobnej wysokości do końca procesu poszukiwawczego.

(30.03.2012 r. – Ministerstwo Środowiska)

Spółki węglowe wydadzą 3,5 mld zł na inwestycje

Największe nakłady w 2012 r. planuje Jastrzębska Spółka Węglowa (około 1,1 mld zł) oraz Kompania Węglowa (około 1 mld zł). Z kolei Katowicki Holding Węglowy zaplanował na ten rok inwestycje warte 680 mln zł, a kopalnia Bogdanka – około 700 mln zł.

(23.03.2012 r. – PAP)

Nowy gazociąg dla Lotosu

Zakończono budowę rurociągu mającego doprowadzić gaz do gdańskiej rafinerii i umożliwić zmianę paliwa zasilającego elektrociepłownię oraz wytwórnię wodoru. 30-kilometrowy rurociąg gazowy, prowadzony z Kolnika pod Pszczółkami, dotarł w marcu do zakładów należących do Grupy LOTOS. Wykonawcą rurociągu doprowadzającego gaz do granic gdańskiej rafinerii jest Pomorska Spółka Gazownicza. Gazociąg ten jest odnogą gazociągu przesyłowego wysokiego ciśnienia relacji Gustorzyn – Wiczlino. W pobliżu rafinerii budowana jest również stacja gazowa, z której zasilana będzie zarówno rafineria, jak i system gazu Gdańska.

(21.03.2012 r. – Grupa Lotos)

Talisman zapowiada otwór o głębokości 4200 m

W ciągu około dwóch miesięcy firma Talisman Energy Polska ma wykonać w gminie Brodnica (woj. kujawsko-pomorskie) głęboki odwiert. Z przeprowadzonych badań sejsmicznych wynika, że właśnie w tej lokalizacji mogą znajdować się pokłady gazu łupkowego. Pobrane rdzenie zostaną poddane szczegółowym badaniom i analizom. Wykażą one, czy w tej lokalizacji znajdują się perspektywiczne pokłady gazu łupkowego. Badania zostaną przeprowadzone zarówno w Polsce, jak i w Stanach Zjednoczonych. Ich wyniki powinny być znane we wrześniu. Za prace wiertnicze odpowiedzialna jest spółka Poszukiwania Nafty i Gazu Nafta S.A. z Pily. Oszacowano, że koszt wykonania jednego odwiertu badawczego wynosi od 9 do 12 mln USD.

(07.03.2012 r. – PAP)

Umowa na budowę gazociągu relacji Gustorzyn – Rembelszczyzna

GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowę na wykonanie robót budowlano-montażowych dla gazociągu o średnicy 700 mm i długości 176 km. Umowa została zawarta z wybranym w drodze publicznego postępowania przetargowego konsorcjum firm, w skład którego wchodzi: PGNIG Technologie sp. z o. o. z siedzibą w Warszawie oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa Gazoprojekt S.A. Kontrakt ma wartość ponad 193 mln zł netto. Kwota dofinansowania z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko wynosi 121,55 mln zł. Planowany termin zakończenia inwestycji – maj 2014.

(01.03.2012 r. – GAZ-SYSTEM S.A.)

Rekord wydobywania w Bogdance



Fot. Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.

Kompleks strugowy zainstalowany w Polu Stefanów osiągnął dobowe wydobywanie na rekordowym dotychczas poziomie 23,1 tys. t węgla przy postępie ściany 26 m. Ten światowy rekord osiągnięto podczas testowania maksymalnych możliwości eksploatacyjnych kompleksu strugowego.

(16.02.2012 r. – Bogdanka S.A.)

Kontrakt na dostawy węgla wart 23 mld zł

Elektrownia „Kozienice” podpisała wieloletnią umowę z kopalnią „Bogdanka” na dostawy węgla do planowanego bloku energetycznego. Kontrakt zawarto na 25 lat. Zapisana w umowie wartość dostaw to 22 mld 772 mln zł według dzisiejszych cen. Bieżąca cena zakupu ma być indeksowana wskaźnikami rynkowymi. Zdaniem ekspertów kontrakt



Fot. Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Pila

zapewni dostawę dobrego surowca z kopalni, która jest położona najbliżej.

(23.01.2012 r. – PAP)

## Europa

Gazprom zarobił 44 mld USD w 2011 r.



Copyright © Gazprom. All Rights Reserved

Rosyjska spółka opublikowała wyniki finansowe, podając całkowitą wartość sprzedaży na poziomie 96 mld USD za 520 mld m<sup>3</sup> gazu. Najwięcej zarobiła na transakcjach do krajów spoza dawnego Związku Radzieckiego. W tym obszarze sprzedano 156 mld m<sup>3</sup> średnio po 384 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Na rynku wewnętrznym uzyskano średnią cenę na poziomie 89 USD przy sprzedaży 280 mld m<sup>3</sup> surowca. Cena gazu w Rosji wzrosła o 14% w stosunku do roku poprzedniego. W krajach byłego Związku Radzieckiego Gazprom sprzedał 81 mld m<sup>3</sup> gazu po średniej cenie 290 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Z powyższych danych widać, że firma obecnie zarabia głównie na eksporcie do krajów Unii Europejskiej.

(27.04.2012 r. – Gazprom)

### Węgry opuszczają projekt Nabucco

Spółka MOL ma zamiar wycofać się z projektu budowy gazociągu, który ma przesyłać surowiec z rejonu Morza Kaspijskiego do Europy. Wygląda na to, że Węgrzy wolą konkurencyjną magistralę South Stream planowaną przez rosyjski Gazprom. Zdaniem ekspertów z uwagi na fakt, że spółka Mol i Węgry spełniają funkcję tranzytową z powodu geograficznego położenia, wycofanie się firmy MOL byłoby zagrożeniem dla inwestycji. Projekt budowy gazociągu Nabucco szacowany na około 8 mld EUR jest wspólnym przedsięwzięciem z udziałem węgierskiego koncernu paliwowego, niemieckiego RWE, austriackiej firmy OMV, Bułgargazu, rumuńskiego Transgazu i tureckiej spółki Boru Hatlari ile Petrol Tasima. Realizacja tej inwestycji wciąż się opóźnia z powodu niepewnych dostaw surowca. Nie są też znane dokładne koszty przedsięwzięcia.

(25.04.2012 r. – Bloomberg)

### Statoil zbuduje instalację sprężania gazu na Morzu Północnym

Spółka zamierza zbudować instalację na dnie morza, na polu wydobywczym Gulfaks. Pozwoli ona na zwiększenie wydobywania surowca. Zaprojektuje ją i wykona firma Framo

Engineering. To jedna z pierwszych tego typu instalacji na świecie. Inwestycja pochłonie prawie 0,9 mld norweskich koron, a kontrakt będzie obowiązywał do listopada 2015 r.

(12.04.2012 r. – PAP, Statoil)

### Gazprom Nieft zainteresowany niemiecką rafinerią

Naftowy oddział rosyjskiego potentata chciałby kupić udziały w petrochemii należące do włoskiej firmy Eni. Transakcja mogłaby się odbyć w ramach wymiany aktywów. Współwłaścicielami instalacji we wschodniej części Niemiec są też rosyjska firma Rosneft oraz francuski Total. Rafineria ma około 10% udział w lokalnym rynku. Ponadto, Gazprom Nieft chce wejść w posiadanie udziałów greckich firm sektora naftowego, w tym Hellenic Petroleum.

(10.04.2012 r. – Reuters)

### Trans Adriatic Pipeline bardziej realny

Konsorcjum planujące budowę gazociągu uzyskało pozytywną opinię środowiskową (ESIA) od włoskiego rządu. TAP ma dostarczać gaz do Zachodniej Europy z azerskiego złoża Shah Deniz II. Trasa o długości 800 km będzie wiodła m.in. przez Grecję, Albanie, Morze Adriatyckie do włoskiego regionu Puglia. Włoska sekcja rurociągu będzie składać się z 5-kilometrowego odcinka lądowego i 45 km instalacji morskiej. Ocenia się, że rurociąg ma rozpocząć pracę około 2018 r. Właścicielami projektu są spółki EGL ze Szwajcarii (42,5%), Statoil (42,5%) oraz E.ON Ruhrgas (15%). Gazociąg ma mieć początkowo zdolności przesyłowe na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> rocznie, które z czasem mogą wzrosnąć dwukrotnie. Zależec to będzie od stopnia udostępnienia zasobnego złoża. Operatorem włoskiej sekcji rurociągu będzie spółka Snam Rete Gas.

(06.04.2012 r. – Oil and Gas Journal)

### W marcu na platformie wiertniczej na Morzu Północnym doszło do wycieku gazu

Operator platformy Elgin – koncern Total poinformował, że zatrzymanie wycieku może potrwać nawet kilka miesięcy. Do wycieku doszło w odległości około 240 km

od wybrzeży Szkocji. Zdarzenie na platformie Elgin oceniane jest jako najgroźniejsze w swojej klasie od końca lat 80.

(26.03.2012 r. – Total)



Copyright © Total. All Rights Reserved

### Transnieft buduje nowy ropociąg w Rosji

Operator rurociągów naftowych rozpoczął prace konstrukcyjne związane z ropociągiem mającym przebiegać pomiędzy miejscowościami Purpe i Zapolyarye. Rurociąg o długości 488 km połączy pola znajdujące się na półwyspie Jamał z ropociągiem Eastern Siberia – Pacific Ocean oraz instalacjami w europejskiej części Rosji. Przepustowość instalacji szacowana jest na 45 mln t surowca rocznie. Głównym użytkownikiem rurociągu będzie spółka TNK-BP. Ponadto moce przesyłowe mogą wykorzystywać firmy Gazprom Nieft, Lukoil oraz Novatek. Całość ma być gotowa do 2016 r.

(20.03.2012 r. – Bloomberg)



### Niemcy zbudują magazyn dla Nord Stream

Inwestycja ma być zrealizowana niedaleko niemiecko-polskiej granicy w pobliżu miejscowości Moeckow. Zakłada się, że magazyny powstaną w pokładach soli, gdzie utworzone będą tzw. kawerny. W tym miejscu możliwe jest zbudowanie 24 kawern, w których w sumie zmieści się 2 mld m<sup>3</sup> paliwa z Nord Stream. Koszty inwestycji oszacowano na około 300 mln EUR. Zgodę w tej sprawie pozyskał koncern EWE.

(17.03.2012 r. – *Wyborcza.biz*)

### Pływający terminal LNG dla Litwy

Począwszy od 2014 r. Litwa planuje eksploatować pływający terminal importowy gazu skroplonego. Umowa w tej sprawie została zawarta pomiędzy litewską spółką Kłajpedos Nafta i norweską firmą Hoegh LNG. Koszt dziesięcioletniego wynajmu określono na 689 mln USD. Kontrolowana przez litewski Skarb Państwa Kłajpedos Nafta jest też właścicielem naftowego terminalu w Kłajpedzie. Pierwsze dostawy LNG trafią na Litwę pod koniec 2014 r. Obecnie wyłącznym dostawcą gazu dla Litwy jest rosyjski Gazprom.

(02.03.2012 r. – *Balic Course*)

### Dwa nowe statki wiertnicze dla Seadrill

Firma Samsung Heavy Industries podała w komunikacie, że podpisała umowę z norweską spółką wiertniczą na budowę dwóch pływających jednostek wiertniczych. Wartość pojedynczej jednostki wynosi około 600 mln USD. Zostaną one dostarczone do klienta w trzecim kwartale 2014 r. Dynamicznie pozycjonowany statek będzie charakteryzował się udźwignięciem na haku wyciągu wiertniczego sięgającym 1250 t. Maksymalna głębokość wody, na której będzie mógł prowadzić prace, to blisko 3700 m. Parametry te pozwolą wykorzystać jednostkę do prac na Zatoce Meksykańskiej oraz na trudnych akwenach wokół Brazylii i Afryki.

(28.02.2012 r. – *Offshore*)

### Total zainwestuje w norweskiej strefie

Francuska spółka wyda 4,2 mld USD na eksploatację złóż gazu i ropy naftowej Hild pod dnem Morza Północnego u wybrzeży Norwegii. Total posiada 51% udziałów w koncesji na eksploatację złóż Hild. 30% akcji należy do Petoro, a 19% do Statoil. Szacuje się, że zasoby złoża Hild wynoszą 190 mld baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Produkcja ma ruszyć w 2016 r. i wyniesie 100 tys. baryłek dziennie. Gaz z norweskiego złoża będzie eksportowany do Wielkiej Brytanii siecią podmorskich gazociągów, a ropa naftowa będzie wysyłana tankowcami.

(02.02.2012 r. – *Total*)

### Rosjanie kupują udziały w rafinerii na Sycylii

Firma rafineryjna ERG poinformowała, że przedmiotem transakcji z Lukoil jest 20% udziałów w zakładzie petrochemicznym na włoskiej wyspie. Rosjanie zapłacą za nie 400 mln EUR. Tym samym w posiadaniu Lukoil będzie 80% zakładu, którego zdolności przerobu ropy wynoszą 320 tys. baryłek dziennie.

(01.02.2012 r. – *Hydrocarbons Technology*)

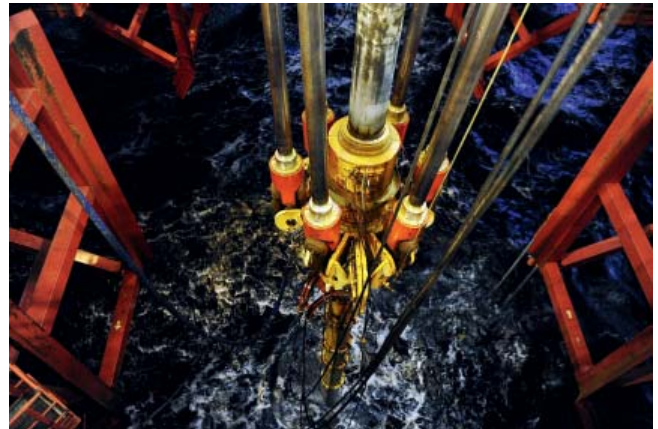
### Technip z kontraktem w Bułgarii na 900 mln EUR

Francuska spółka podpisała umowę z Lukoil Neftochim Burgas na wykonanie prac konstrukcyjnych w rafinerii

w Burgas. Kontrakt przewiduje wykonanie pod klucz instalacji do hydrokrakingu przerabiającej ciężkie frakcje. Prace mają zostać zrealizowane do stycznia 2015 r. Spółka zrealizowała w ostatnim czasie podobne projekty w Dung Quat (Wietnam), Jubail (Arabia Saudyjska) oraz w rafinerii w Algierze.

(25.01.2012 r. – *Technip*)

### Statoil poinformował o odkryciu złoża ropy naftowej na Morzu Barentsa



Fot. Harald Petersen. Copyright © Statoil. All Rights Reserved

Złoże nazwane Havis ma zawierać od 200 do 300 mln baryłek ropy. Wiele wskazuje na to, że z tych pokładów będzie również wydobywany gaz. Nowo odkryte złożo jest zdecydowanie zasobniejsze od odkrytego wiosną ubiegłego roku złoża Skrugard, w którym zalega od 150 do 200 mln baryłek surowca. Norweski koncern paliwowy w obu złożach posiada po 50% udziałów i jest ich operatorem. Pozostałe akcje należą do Eni Norge (30%) i Petoro (20%).

(09.01.2012 r. – *Statoil*)

## Afryka

### Chiny pożyczą Ghanie 3 mld USD na budowę gazociągów

China Development Bank zapewnia finansowanie projektu budowy morskich i lądowych gazociągów mających tłoczyć surowiec z najbogatszego złoża Jubilee, leżącego 120 km od wybrzeży Ghany. W ramach inwestycji powstanie też zakład przerobczy w zachodniej części kraju. Projekt realizuje państwowa spółka Ghana National Gas Company w kooperacji z koncernem Sinopec i francuską firmą Technip. Instalacje mają być gotowe w pierwszym kwartale 2013 r.

(27.04.2012 r. – *Pipelines International*)

### Shell kupuje Cove Energy za 1,8 mld USD

Naftowy gigant zapłaci gotówką za udziały w spółce zaangażowanej w poszukiwanie i eksploatację złóż węgłowodorów w Afryce. Perspektywiczne złoża położone u wybrzeży Kenii i Mozambiku będą przedmiotem intensywnej eksploatacji jeszcze przed 2015 r. Planuje się budowę terminali eksportowych LNG. Shell posiadał dotychczas udziały w koncesjach poszukiwawczych w Tanzanii.

(25.04.2012 r. – *Reuters Africa*).

### Apache rozpoczyna wiercenia u wybrzeży Kenii

Amerykańska spółka naftowa zamierza wykorzystać statek



wiertniczy Deepsea Metro 1 należący do firmy Odfjell Drilling dla wykonania otworu w prospekcie Mbawa, leżącym na terenie Basenu Lamu. Szacowane zasoby ropy naftowej na tym obszarze, zdeponowane w osadach trzeciorzędowych, wynoszą blisko 5 mld baryłek surowca. Otwór o głębokości 3250 m zostanie wywiercony w trzecim kwartale 2012 r. Spodziewany czas wiercenia to od 45 do 60 dni. Głębokość wody na tym akwenie wynosi 860 m. Partnerami spółki Apache Kenya (50%) są firmy Origin, Pancontinental Oil & Gas oraz Tullow Kenya.

(12.04.2012 r. – *Business Daily Africa*)

#### BP, Total i Shell zainteresowane złożami w Mozambiku

Spółki poinformowały niezależnie, że rozważają zakup około 20% udziałów w morskim polu gazowym udostępnianym przez włoski koncern Eni. Złoże Mamba South 1 jest prawdopodobnie największym odkryciem w historii włoskiej spółki. Złoże położone jest w Basenie Rovanna przy głębokości wody przekraczającej 1500 m, około 40 km od wybrzeża Cabo Delgado. Eni sprzedaje częściowe udziały, aby sfinansować kosztowne prace związane z udostępnieniem złoża. Partnerami Eni (70% udziałów) są obecnie portugalska spółka Galp Energia, ENH z Mozambiku oraz Korea Gas Corp. Każda z nich posiada 10% udział w koncesji.

(20.03.2012 r. – *Offshore*)

#### Kosmos Energy przejmuje udziały w złożu u wybrzeży Ghany

Międzynarodowa grupa energetyczna podała, że za 436 mln USD kupi udziały w głębokowodnym polu naftowym Tano. Sprzedającym jest Sabre Oil & Gas Holdings. Tym samym zaangażowanie Kosmos Energy w projekcie wzrośnie do 22%. Spółka posiada też 25% udziału w bogatych złożach Jubilee zlokalizowanych w tym samym regionie. Złoże Jubilee pozwala na produkcję ponad 100 tys. baryłek ropy dziennie.

(28.02.2012 r. – *Kosmos Energy*)

#### Exxon rozpoczął eksploatację nigeryjskiego pola

Amerykańska spółka Exxon Mobil Corporation poinformowała, że uruchomiła produkcję ropy ze złoża Usan położonego na morzu około 100 km od wybrzeży Nigerii. Dzienna produkcja do-



celowo ma być ustabilizowana na poziomie 180 tys. baryłek dziennie. W 2011 r. Exxon wydobywał z morskich złóż w Nigerii 391 tys. baryłek ropy dziennie. Pole zostało odkryte w 2002 r. Głębokość wody na tym akwenie wynosi 700 m. Spółka zależna Exxon – Esso E&P Nigeria posiada 30% udziałów w przedsięwzięciu. Jej partnerami są: Chevron Petroleum Nigeria (30%), Total E&P Nigeria działający jako operator złoża (20%) oraz Nexen Petroleum Nigeria (20%).

(28.02.2012 r. – *ExxonMobil*)

## Ameryka Północna

### Cheniere ma zgodę na budowę największego terminalu LNG w USA

Spółka Cheniere Energy Partners poinformowała o pozyskaniu niezbędnych zezwoleń na budowę terminalu eksportowego w Luizjanie o wydajności 18 mln t rocznie. Terminal Sabine Pass zostanie zlokalizowany w rejonie miejscowości Cameron Parish. Projekt przewiduje osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej w czterech etapach. Cheniere zawarło już kilka kontraktów dotyczących dostaw 16 mln t skroplonego gazu rocznie. Dostawy zostały zamówione przez firmy BG Gulf Coast LNG z Wielkiej Brytanii, Gas Natural Fenosa (Hiszpania), KOGAS (Korea Południowa) oraz GAIL (Indie). Również kolejne koncerny starają się o możliwość budowy obiektów do eksportu paliwa w postaci skroplonej. Firma Sempra Energy ogłosiła, że za 6 mld USD chce za cztery lata zbudować instalację do eksportu gazu w terminalu Hackberry w Luizjanie, zaś o zezwolenie na budowę tego typu instalacji w Lake Charles stara się także amerykański fundusz Energy Transfer Equity.

(30.04.2012 r. – *Wall Street Journal*)

### Mad Dog 2 rusza w 2018 r.

Spółka BHP Biliton zapewni finansowanie w kwocie 708 mln USD wstępnej fazy udostępnienia zasobnego złoża ropy. Mad Dog 2 położone jest w głębokowodnym sektorze Zatoki Meksykańskiej. Planowane wydobycie w ilości 130 tys. baryłek dziennie będzie transportowane podmorskim rurociągiem Mardi Gras. Operatorem złoża jest BP, które posiada 60,5% udziałów w koncesji. Pozostali partnerzy to BHP (23,9%) oraz Chevron (15,6%).

(20.04.2012 r. – *Business Live*)

### Japoński koncern Mitsubishi chce zbudować w Kanadzie terminal służący eksportowi skroplonego gazu do Azji

Koszt inwestycji szacuje się na ponad 12 mld USD. Miałby on powstać nad brzegiem Pacyfiku pod koniec tej dekady i można by z niego wysłać około 17 mld m<sup>3</sup> gazu w postaci skroplonej rocznie. Mitsubishi prowadzi rozmowy na temat tej inwestycji z Shellem oraz z koncernami CNPC z Chin i Kogas z Korei Południowej.

(15.04.2012 r. – *Wyborcza.biz*)

### Aktywa El Paso na sprzedaż

Spółka Korea National Oil Corporation wejdzie w skład konsorcjum prowadzonego przez Apollo Global Management w celu zakupu aktywów produkcyjnych amerykańskiej spółki naftowej El Paso Corporation. Oferowana cena przekracza 7 mld USD. Aktywa obejmują m.in. złoża wę-

glowodorów w Egipcie i Brazylii. Sprzedającym jest koncern Kinder Morgan, który kupił EP Energy w listopadzie ubiegłego roku za 21,1 mld USD. W gestii Kinder Morgan pozostałaby infrastruktura rurociągową.

(22.03.2012 r. – *Energy Business Review*)

### Ruszyła eksploatacja nowego złoża w Zatoce Meksykańskiej

Caesar Tonga. Copyright © Anadarko All Rights Reserved



Norweski koncern Statoil poinformował o uruchomieniu produkcji z głębokowodnego złoża Caesar Tonga. Pierwsze trzy otwory mają pozwolić na wydobycie na poziomie 45 tys. ekwiwa-

lentnych baryłek dziennie. Złoże położone jest w odległości około 300 km od Nowego Orleanu. Głębokość wody na tym akwenie wynosi 1520 m. Koszty pierwszej fazy udostępnienia złoża obejmujące okres pomiędzy 2007 i 2012 r. oceniane są na 1,3 mld USD. Statoil posiada 23% udział w eksploatowanym złożu. Jego zasoby szacowane są na 200–400 mln baryłek. Partnerami firmy są spółki Anadarko Petroleum, Shell Offshore i Chevron USA.

(15.03.2012 r. – *Statoil*)

### Talisman sprzedał udziały w kanadyjskich złożach węgla

Transakcja o wartości 500 mln USD została zawarta pomiędzy spółkami Talisman Energy i Xstrata. Złóża węgla Sukunka są położone wzdłuż rzeki Peace w północno-zachodniej części Brytyjskiej Kolumbii. Powierzchnia terenów górniczych sięga 20 tys. akrów. Talisman to jedna z największych spółek zaangażowanych w poszukiwania i wydobycie surowców energetycznych w Kanadzie. Jest też aktywna na wodach Morza Północnego i w południowo-wschodniej Azji.

(09.03.2012 r. – *Energy Business Review*)

### Odszkodowania w sprawie katastrofy na platformie Deepwater Horizon

Koncern BP zawarł ugodę z komitetem reprezentującym największą z grup, która domagała się odszkodowania za spowodowanie wiosną 2010 r. katastrofy ekologicznej w Zatoce Meksykańskiej. Zgodnie z ugodą BP musi wypłacić odszkodowanie w wysokości około 7,8 mld USD. To jednak nie zamyka sprawy wszystkich odszkodowań. Nadal trwają negocjacje koncernu z władzami federalnymi i stanowymi oraz tymi, których nie reprezentował wspominany komitet.

(03.03.2012 r. – *PAP*)

### Alaska kryje bogate złoża węglowodorów

Zdaniem amerykańskich służb geologicznych znajdują się tutaj jedne z największych w Stanach Zjednoczonych pokładów gazu i ropy łupkowej. Alaskińskie złożo North Slope, z zasobami na poziomie około 2,5 bln m<sup>3</sup>, ustępuje w tym kraju wielkością jedynie złożom Marcellus, w których zawarte jest około 4,1 bln m<sup>3</sup> surowca. Podobnie kształtują się zasoby ropy – na Alasce prawdopodobnie można będzie wydobyć 2 mld baryłek ropy naftowej i byłoby to również drugie pod względem wielkości złożo

w USA, po Bakken zlokalizowanym w Północnej Dakocie.

(27.03.2012 r. – *Wyborcza.biz*)

### Kinder Morgan przejmuje El Paso Corp.



Kończy się proces akwizycji aktywów rurociągowych El Paso przez firmę Kinder Morgan z siedzibą w Houston. Wartość transakcji oceniana jest na ponad 30 mld USD. Po zakończeniu tych działań długość systemu rurociągowego giganta wyniesie ponad 80 tys. mil. Będzie to zarazem najdłuższy gazowy system przesyłowy w Ameryce Północnej.

(25.02.2012 r. – *Houston Chronicle*)

### PetroChina kupuje łupkowe aktywa od Shella

Chińskie państwo przedsiębiorstwo paliwowe odkupi od koncernu Shell 20% udziałów w złożach gazu łupkowego Groundbirch, zlokalizowanych w stanie Brytyjska Kolumbia w Kanadzie. Zainteresowane firmy nie podały do publicznej wiadomości wartości kontraktu. Chińczycy, przejmując te udziały, przede wszystkim liczą na to, że dzięki współpracy z Shellem pozyskają doświadczenie w zarządzaniu i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu. Wcześniej PetroChina podjęła już współpracę z tym koncernem przy poszukiwaniu złóż gazu łupkowego na swoim terytorium.

(05.02.2012 r. – *AFP*)

## Ameryka Południowa

### Argentyna znacjonalizuje firmę YPF

Argentynska prezydent zapowiedziała znacjonalizowanie kontrolowanej przez hiszpański koncern Repsol spółki paliwowej YPF. W jej posiadaniu jest 52% zdolności rafineryjnych kraju. YPF zarządza też siecią ponad 1600 stacji benzynowych. Spółka posiadała w swoich aktywach 2,1 mld baryłek ropy, co stanowiło 42% rezerw Repsolu. Ustawa przewiduje, że rząd Argentyny przejmie 51% akcji YPF, a 49% przypadnie prowincjom, w których prowadzi się wydobycie ropy naftowej. Władze w Buenos Aires zapowiedziały, że nie zapłacą odszkodowania za przejęty pakiet udziałów. Przeciwno temu gwałtownie zaprotestował nie tylko Repsol, ale też przedstawiciele rządu Hiszpanii i Komisja Europejska. Analitycy podkreślają, że decyzja rządu może negatywnie wpłynąć na perspektywy inwestycji i może stać się początkiem wycofywania z Argentyny zagranicznych firm także w innych sektorach.

(18.04.2012 r. – *Euronews*)

### Saipem pozyskał kontrakt w Brazylii wart 500 mln USD

Włoska spółka poinformowała o podpisaniu umowy z brazylijskim koncernem Petrobras zakładającej budowę morskiego gazociągu Rota Cabiuñas położonego w Basenie Santos.



Cartorone Copyright © Saipem All Rights Reserved

Gazociąg o średnicy 610 mm i długości 380 km będzie położony w rejonie, gdzie głębokość wody sięga 2200 m. Saipem wykorzysta do prac na morzu statki Castorone oraz FDS2. Kontrakt ma zostać zrealizowany do 2014 r.

(31.03.2012 r. – *Offshore Energy Today*)

### Odkrycie nowego złoża u wybrzeży Brazylii

Do odkrycia doszło na polu Pao de Acucar, którego operatorem jest Repsol Sinopec (35%), a partnerami Petrobras (30%) i Statoil (35%). Pole naftowe położone jest w odległości 195 km od wybrzeży stanu Rio de Janeiro, przy głębokości wody wynoszącej ponad 2800 m. Miąższość warstw perspektywicznych wynosi około 500 m. Nie potwierdzono dotąd jego orientacyjnych zasobów.

(27.02.2012 r. – *Oil and Gas Journal*)

### Więcej ciężkiej ropy z Amazonii

Umowa w sprawie zintensyfikowania wydobycia została zawarta pomiędzy PetroPeru i PdVSA. Dotyczy ona wydobycia w dorzeczu Orinoko. Tylko w tym roku inwestycje nad Orinoko mają kosztować 5 mld USD. Tym samym codziennie wydobycie Wenezueli zwiększy się o około 600 tys. baryłek dziennie. Teren, na którym prowadzona będzie eksploatacja surowca jest jednym z najbogatszych roponośnych obszarów na globie. Szacuje się, że na powierzchni 55 tys. km<sup>2</sup> znajduje się około 86,4 mld baryłek ciężkiej ropy.

(09.01.2012 r. – *inzynieria.com*)

## Bliski Wschód

### Lukoil rozpoczął prace wiertnicze w Iraku

Rosyjska spółka nabyła prawa do udostępnienia złoża ropy Qurna-2. Poza wykonaniem 23 otworów kierunkowych zaplanowano także budowę centralnego zakładu przerobczego. Złoże zajmuje obszar 340 km<sup>2</sup>, a jego zasoby szacowane są na 14 mln baryłek. Lukoil planuje osiągnąć codziennie wydobycie ropy z tego pola na poziomie 150 tys. baryłek. Partnerami spółki w projekcie są Statoil (18%) oraz iracka państwowa firma North Oil Company (25%). Lukoil posiada 1% udokumentowanych rezerw ropy naftowej i 2,2% udział w produkcji światowej.

(25.04.2012 r. – *Wall Street Journal*)

### Embargo na import irańskiej ropy

Unia Europejska podjęła w styczniu decyzję o zaprzestaniu kupowania irańskiej ropy naftowej od 1 lipca tego roku. Miał to być cios wymierzony w Teheran, oskarżany o prowadzenie prac w związku z bronią jądrową. Iran nadal zaprzecza, iż prowadzi działania mające na celu wzbogacanie uranu. Nie czekając na skutki unijnych postanowień, Iran 19 lutego postanowił wstrzymać eksport ropy do Francji i Wielkiej Brytanii. Równocześnie poinformował też, że skoro Unia nie chce ropy z Iranu, surowiec zostanie sprzedany w Azji. Kraje unijne codziennie kupują około 450 tys. baryłek irańskiej ropy naftowej. Największymi unijnymi odbiorcami są Grecja, Włochy i Hiszpania, natomiast największym światowym odbiorcą tego surowca są Chiny, które nie zamierzają wycofywać się z umów z Iranem.

(19.02.2012 r. – *inzynieria.com*)

## Azja

### Powstanie rafineria za 9 mld USD

Chińska spółka CNPC oraz wenezuelski koncern PDVSA rozpoczną w maju prace przy budowie kompleksu rafineryjnego w Jieyang (Chiny). Rafineria będzie przerabiać do 400 tys. baryłek ciężkiej wenezuelskiej ropy dziennie. Chińska National Petroleum Corp (CNPC) będzie mieć większościowy (60%) udział w projekcie. W 2010 r. spółka uruchomiła rafinerię Qinzhou o zdolności do przerobu 200 tys. baryłek ropy dziennie. W planach jest także budowa potężnego kompleksu petrochemicznego w Taizhou w kooperacji ze spółkami Qatar Petroleum i Royal Dutch Shell.

(25.04.2012 r. – *Energy Business Review*)

### Trwa budowa East – West w Turkmenistanie

Położono pierwsze kilkadziesiąt kilometrów gazociągu, który połączy najbogatsze złoża gazu w regionie – Południowy Jolotan z wybrzeżem Morza Kaspijskiego. Zasoby złoża szacowane są nawet na 10 bln m<sup>3</sup>. Gazociąg o średnicy 56" (1422 mm) i długości 766 km będzie miał zdolność do transportu około 30 mld m<sup>3</sup> surowca rocznie. Nakłady inwestycyjne szacuje się na 2 mld USD. Właścicielem i operatorem jest państwowa spółka Turkmengas.

(19.04.2012 r. – *Asia Times Online*)

### PetroChina produkuje coraz więcej ropy

Chińska firma została największym producentem ropy naftowej wśród publicznych spółek. Średnia dzienna produkcja PetroChina w 2011 r. wyniosła 2,43 mln baryłek. Exxon przy malejącym wydobyciu osiągnął poziom 2,3 mln baryłek dziennie. Pierwszą trójkę uzupełniają rosyjski gigant Rosneft. Najszybciej wzrastającą spółką jest brazylijski Petrobras. W ciągu ośmiu lat chce podwoić aktualną produkcję.

(29.03.2012 r. – *Forbes*)

### Ruszyło wydobycie gazu łupkowego w Chinach

Agencje poinformowały, że rozpoczęto eksploatację gazu łupkowego w Chinach. Szacuje się, że do 2015 r. produkcja wyniesie 6,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Surowiec ma istotne znaczenie dla poprawy struktury i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zdaniem ekspertów chińskie zasoby gazu łupkowego wynoszą 25 bln m<sup>3</sup>. Chińczycy planują, że do 2015 r. do eksploatacji poddane zostanie złoża zawierające 200 mld m<sup>3</sup> gazu możliwego do wydobycia.

(21.03.2012 r. – *PAP, Xinhua*)

### Hongkong buduje odnogę Second West-East Gas Pipeline

Spółka China National Petroleum Corporation podejmie prace nad budową morskiej sekcji gazociągu, w pobliżu wyspy Dachan w prowincji Guangdong. Do tego celu zostanie wykorzystany specjalistyczny statek Zhong You Hai 101. Wyspa Dachan leży na trasie rurociągu łączącego Shenzhen z Hongkongiem. Gazociąg o długości 29 km będzie transportował około 6 mld m<sup>3</sup> surowca rocznie.

(19.03.2012 r. – *Pipelines International*)



Rys. CNPC

### Kazachstan zwiększa wydobycie

W 2011 r. Kazachstan wydobyl 80,1 mln t ropy naftowej (wzrost o 0,5%) i 39,5 mld m<sup>3</sup> gazu (wzrost o 6%). Spadl natomiast eksport surowców energetycznych. Eksport ropy wyniósł 71,1 mln t (spadek o 0,5%), a gazu 8,1 mld m<sup>3</sup> (spadek o 11%). Rośnie tranzyt gazu przez Kazachstan (wzrost o 18,1%) do 96,6 mld m<sup>3</sup>. Gaz przesyłany jest z Uzbekistanu i Turkmenistanu.

(05.02.2012 r. – *inzynieria.com*)

### Budowa rafinerii w Uzbekistanie

Azjatycki Bank Rozwoju zaaprobowal przyznanie 400 mln USD pożyczki na realizację projektu Surgil Natural Gas Chemicals. Zakład petrochemiczny powstaje w regionie Karakalpakstan, około 1300 km od Taszkientu. Inwestycję realizuje firma Uz-Kor Gas Chemical. Jej wartość może sięgnąć nawet 4,5 mld USD. Wsparcie zapewniają także inne instytucje finansowe: Export Import Bank of Korea, Korea Trade Insurance Corporation, China Development Bank oraz National Bank of Uzbekistan. Zakład petrochemiczny uruchomi produkcję na początku 2016 r.

(26.01.2012 r. – *Fox Business*)

### Foster Wheeler zbuduje terminal LNG w Indiach

Spółka pozyskala kontrakt na budowę kompletnego terminalu z zakładem regazyfikacji w porcie Ennore położonym w stanie Tamil Nadu. Właścicielem projektu jest firma Indian Oil Corporation Limited (IOCL). Instalacja ma mieć zdolność do przyjęcia 5 mln t skroplonego surowca. Projekt zostanie ukończony na przełomie 2015 i 2016 r. Nie ujawniono wartości umowy.

(25.01.2012 r. – *The Times of India*)

## Australia

### Rusza produkcja w australijskim terminalu Pluto LNG

Jak podaje Reuters, spółka Woodside Petroleum Ltd uruchomiła produkcję gazu skroplonego w ramach wartego 14,9 mld AUD projektu Pluto. Pierwszy tankowiec ma zostać załadowany w maju. Pluto LNG jest trzecim terminalem eksportowym w Australii. Gaz pochodzi ze złoża morskiego położonego blisko dwieście kilometrów od północno-zachodniego wybrzeża. Udostępniono aktualnie pięć otworów eksploatacyjnych. Zdolność produkcyjna instalacji ma wynieść 4,3 mln t.

Partnerami mniejszościowymi w projekcie są japońskie spółki Tokyo Gas oraz Kansai Electric Power, które posiadają po 5% udziałów.

(02.05.2012 r. – *Reuters*)

### Kolejna transakcja na sprzedaż LNG z projektu Wheatstone

Japońska spółka energetyczna Chubu Electric Power będzie odbierać przez dwadzieścia lat 1 mln t skroplonego gazu z australijskiego terminalu LNG budowanego w Ashburton North. Planowane tam dwie instalacje do skraplania gazu będą miały łączną wydajność 8,9 mln t rocznie. Gaz pochodzi z morskich złóż Wheatstone, Iago, Julimar oraz Brunello. Projekt prowadzi konsorcjum firm, w którym znajdują się m.in. Chevron, Apache, Kufpec oraz Shell. Wcześniej kontrakty na dostawę z terminalu Wheatstone podpisały spółki Tokyo Electric Power (3,1 mln t rocznie)



Wheatstone LNG - Rys: Chevron

oraz Kyushu Electric Power (0,8 mln t). Wartość projektu szacuje się na 29 mld USD. Pierwsze dostawy mogłyby ruszyć w 2016 r.

(20.04.2012 r. – *The Australian*)

### Sinopec zwiększa zaangażowanie w projekcie Australia Pacific LNG do 25%

China Petrochemical Corporation (Sinopec) zakupiła dodatkowe 10% udziałów w projekcie realizowanym na wyspie Curtis w stanie Queensland. W związku z tą transakcją Sinopec zwiększył również ilości zakontraktowanego skroplonego surowca z 4,3 mln t do 7,6 mln t rocznie. Dostawy będą realizowane od 2015 r. Pozostałymi udziałowcami w projekcie są spółki ConocoPhillips oraz Origin Energy posiadające po 37,5%.

(30.01.2012 r. – *Hydrocarbons Technology*)

### Saipem z lukratywnym kontraktem dla LNG Ichthys

Włoska spółka pozyskala kontrakt o wartości 1,8 mld USD dotyczący zaprojektowania i budowy podmorskiego rurociągu o długości 889 km, który połączy morskie złoża gazu z zakładem skraplania zlokalizowanym w australijskim mieście Darwin. Rurociąg o średnicy 42" (1066 mm) będzie układany na głębokości sięgającej 275 m z użyciem nowoczesnej jednostki morskiej Castorone. Statek jest obecnie budowany w stoczni Keppel w Singapurze. Saipem rozpocznie prace na morzu w 2014 r.

(26.01.2012 r. – *Saipem, Offshore*)

### 34 mld USD inwestycji w LNG Ichthys

Japońska i francuska spółka porozumiały się ostatecznie co do wysokości inwestycji w projekt LNG, realizowanym w pobliżu Darwin w Australii. Morskie złoża gazu będą stanowić źródło dla produkcji około 8,4 mln t LNG i 1,6 mln t LPG rocznie. Przy okazji powstawać będzie około 100 tys. baryłek kondensatu. Większość produkcji będzie eksportowana do Japonii zgodnie z wieloletnimi umowami handlowymi. Zasoby złoża Ichthys szacowane są na 360 mld m<sup>3</sup> gazu i 520 mln baryłek kondensatu. Inpex ma prawie 73% udziałów w projekcie, a Total 24%. Resztą dzielą się Tokyo Gas, Osaka Gas i Toho Gas.

(16.01.2012 r. – *Sydney Herald Tribune*)

Redaguje Robert Osikowicz



na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

Fot. 1. Stacja kompresorów na magistrali gazowej Foothills (Kanada - USA)

Fot. TransCanada Copyright © TransCanada Corporation. All rights reserved

# Rynek gazu na świecie

Robert Osikowicz  
Paliwa i Energetyka

W artykule tym przedstawione zostały dostępne informacje statystyczne w zakresie produkcji, transportu, magazynowania i konsumpcji gazu na wszystkich kontynentach. Podano także dane dotyczące udowodnionych zasobów konwencjonalnych gazu w poszczególnych krajach charakteryzujących się największą produkcją. Uwaga została zwrócona również na sposób transportu, w którym oprócz rurociągów coraz większą rolę odgrywają statki LNG. Dane na temat zasobów gazu w złożach niekonwencjonalnych typu shale gas czy tight gas są jedynie wzmiankowane ze względu na wciąż niezbyt precyzyjne szacunki i różnice w przyjętej metodologii. Informacje statystyczne w większości przypadków pochodzą z roku 2010. Dla każdego z kontynentów zaprezentowano najbardziej znaczące odkrycia, projekty wydobywcze i transportowe realizowane w ostatnich latach

## Perspektywy dla gazu

Gas ziemny jest ważnym, a będzie coraz ważniejszym surowcem. Wzrost zainteresowania gazem i jego udziałem w rynku to wynik zapotrzebowania na czyste paliwo do wytwarzania energii i surowiec dla wielu gałęzi przemysłu. Dodatkowym elementem wspierającym jest deklaracja znaczącej redukcji emisji dwutlenku węgla. Wydaje się, że paliwo to jest najlepszą alternatywą dla węgla kamiennego i energii pozyskiwanej z atomu. Wskazuje na to wiele współcześnie ukazujących się analiz i raportów. W 2010 r. udział gazu w globalnej konsumpcji energii, w której uwzględniono także ropę naftową, węgiel, energię jądrową, hydroelektrownie i inne odnawialne źródła, wyniósł 23%. Jeśli weźmiemy pod uwagę poszczególne części świata, to w największym stopniu jest wykorzystywany w gospodarkach krajów Zatoki Perskiej (46%), a w najmniejszym w azjatyckich krajach regionu Pacyfiku (12%). Gaz jest paliwem względnie czystym. Wartość emisji CO<sub>2</sub> na jednostkę energii jest ponad dwukrotnie niższa niż w przypadku węgla i 40% niższa w stosunku do ropy naftowej. Zdaniem niektórych ekspertów wzrost wydobywania gazu ziemnego, ze względu na niską emisyjność CO<sub>2</sub>, może wpłynąć na zmniejszenie inwestycji w energetykę opartą na węglu. Najwięcej gazu konsumowane jest przez sektor energetyczny (50%), następnie przez przemysł i gospodarstwa domowe. Jeśli chodzi o transport surowców to gaz osiągnął 30% udział w obrocie światowym, podczas gdy ropa naftowa ma 54%,

a węgiel 16%. Zarówno w krótkim okresie jak i długoterminowej perspektywie powinniśmy obserwować wzrost popytu i produkcji gazu, a także intensyfikację handlu międzynarodowego tym surowcem. Pewnym ryzykiem dla wzrostu jest koncentracja złóż na terenie krajów rejonu Zatoki Perskiej i Bliskiego Wschodu, a także na obszarach byłego Związku Radzieckiego. Realną alternatywą i zarazem konkurencją dla złóż konwencjonalnych stają się rezerwy gazu w skałach łupkowych (shale gas), gazu w zamkniętych strukturach (tight gas) oraz metanu z pokładów węgla (Coal Bed Methane). Chociaż o istnieniu złóż gazu niekonwencjonalnego wiedziano już od dawna, to dopiero znaczący postęp w technologii wiercenia i udostępniania takich pokładów sprawił, że ich eksploatacja stała się nie tylko technicznie możliwa, ale i opłacalna.

## Rezerwy gazu na świecie

Udowodniono zasoby gazu naturalnego w złożach konwencjonalnych na koniec 2010 r., w zależności od użytych źródeł, wahają się od 187 do 195 bln m<sup>3</sup>. Stanowi to wzrost o 2,8% w stosunku do roku poprzedniego. Największy przyrost rezerw zanotowano w 2010 r. w Iranie i Turkmenistanie, które przeliczyły zasoby w nowo odkrytych złożach. Przeprowadzone w 2011 r. kolejne badania geologiczne wskazują, że rezerwy gazu ziemnego w Turkmenistanie wynoszą około 20 bln m<sup>3</sup>. Jeśli dane te zostaną potwierdzone, Turkmenistan zajmie czwartą pozycję w światowym

Miejsce	Kraj	Udowodnione zasoby w bln m <sup>3</sup> gazu (2010)	Udział w zasobach światowych %	Zmiana 2000 – 2010 %	Wskaźnik zasoby/produkcja roczna (2010)
1	Rosja	44,8	23,9	+ 5,9	76
2	Iran	29,6	15,8	+ 13,8	214
3	Katar	25,3	13,5	+ 75,6	218
4	Arabia Saudyjska	8,1	4,4	+ 28,5	96
5	Turkmenistan	8,0	4,3	+ 207,0	188
6	USA	7,7	4,1	+ 54,0	13
7	ZEA	6,0	3,2	- 2,0	117
8	Wenezuela	5,5	2,9	+ 30,9	192
9	Nigeria	5,3	2,8	+ 29,2	158
10	Algieria	4,5	2,4	0	56
11	Irak	3,2	1,7	+ 3,0	
12	Indonezja	3,1	1,7	+ 14,8	38
13	Australia	3,0	1,6	+ 31,8	157
14	Chiny	2,8	1,5	+ 100,0	30
	Unia Europejska	2,5	1,4	- 34,3	14
15	Malezja	2,4	1,3	+ 8,0	36
16	Egipt	2,2	1,2	+ 57,0	36
17	Norwegia	2,0	1,1	+ 53,0	19
18	Kazachstan	1,8	1,0	0	53
19	Kuwejt	1,8	1,0	+ 12,5	
20	Kanada	1,7	0,9	0	12
21	Uzbekistan	1,6	0,8	- 6,0	32
22	Indie	1,5	0,8	+ 85,0	30
23	Libia	1,5	0,8	+ 15,3	95
24	Azerbejdżan	1,3	0,7	+ 10,0	86
25	Holandia	1,2	0,6	- 20,0	17

Tab. 1. Kraje o najwyższych rezerwach gazu w złożach konwencjonalnych ([1], [2], [4], [6], [8])

Nazwa złoża	Położenie	Kraj	Operator	Data odkrycia	Rozpoczęcie produkcji	Zasoby do wydobywania bln m <sup>3</sup>
North Dome	Zatoka Perska	Katar	Qatar Petroleum	1971	1989	25,0
South Pars	Zatoka Perska	Iran	National Iranian Gas Company	1990	2002	15,0
South Iolotan	Południowy Turkmenistan	Turkmenistan	Turkmengas, CNPC, Petrofac Emirates	2006	2014	10,0
Urengoj	Jamał	Rosja	Gazprom	1966	1978	9,0
Marcellus Shale	Pensylwania	USA	Chesapeake Energy		2000	4,4-10,0
Jamburg	Jamał	Rosja	Gazprom	1969	1986	5,0
Sztokman	Morze Barentsa	Rosja	Gazprom, Statoil Total	1988	2016	3,1
Zapolyarnoje	Jamał	Rosja	Gazprom	1965	2001	2,7
Bovanienkovo	Jamał	Rosja	Gazprom	1990	2011	2,0
Ordos Basin CBM	Prowincja Shanxi	Chiny	CNPC			2,0
Ghawar	Al-Ahssa	Arabia Saudyjska	Saudi Aramco	1948	1951	2,0
Haynesville Shale	L Luizjana	USA	Chesapeake Energy, Devon, Petrohawk		2008	1,7-4
Kowykta	Wschodnia Syberia	Rosja	Gazprom, TNK BP	1987		1,7
Kish	Zatoka Perska	Iran	National Iranian Gas Company	2006		1,4
Natuna	Morze Południowochińskie	Indonezja	Pertamina, ExxonMobil	1970	2018	1,3
Shah Deniz	Morze Kaspijskie	Azerbejdżan	BP Statoil, SOCAR Total	1999	2006	1,2
Groningen	Shlochteren	Holandia	Shell, ExxonMobil	1959	1963	1,2
Sleipner	Morze Północne	Norwegia	Statoil	1974	1981	1,1
Greater Gorgon	Offshore Barrow Island	Australia	Chevron	1981	2015	1,0

Tab. 2. Wybrane największe złoża gazu na świecie – stan zasobów na koniec 2011 r.

rankingu, wyprzedzając Arabię Saudyjską. Wskaźnik dotyczący lat potencjalnej eksploatacji w skali świata przy obecnym poziomie produkcji wynosi ponad 58 (w 2010 r.) i ma stałą tendencję spadkową. Tendencja ta wynika głównie z gwałtownie rosnącej produkcji, nie zaś ze spadku udowodnionych zasobów. Najlepiej wskaźnik ten wygląda w rejonie Zatoki Perskiej, gdzie przekracza 160, a najgorzej w Ameryce Północnej – poniżej 15. Zasoby udowodnione w skali bezwzględnej wciąż rosną – w 1990 r. było to 125 bln m<sup>3</sup>, dziesięć lat później około 154 bln m<sup>3</sup>. W kategorii poszczególnych krajów (tab. 1) na czele znajduje się Rosja, na terenie której znajduje się blisko 24% udowodnionych rezerw oraz Iran (15,8%) i Katar (13,5%). Te trzy kraje gromadzą więc ponad 53% światowych rezerw. Firmą dysponującą największymi zasobami jest oczywiście Gazprom, który na koniec 2010 r. miał dostęp do złóż gazu szacowanych na 34 mld m<sup>3</sup>. Z krajów naszego regionu 1,1% rezerw należy do Norwegii, natomiast wszystkie kraje Unii Europejskiej mogą się pochwalić zaledwie 1,4%. Polska posiada rezerwy gazu w złożach tradycyjnych oceniane na 150 mld m<sup>3</sup>. Patrząc na tempo przyrostu rezerw uznanych za udowodnione, najszybciej w ciągu ostatnich dziesięciu lat dorabiali się Katarczycy, Chińczycy i obywatele Turkmenistanu.

Publikowane niedawno raporty, sporządzone przez amerykańskie służby geologiczne wskazują, że coraz bardziej obiecująco wyglądają rezerwy w skałach typu łupkowego. W Ameryce Północnej, gdzie od początku ubiegłej dekady mamy do czynienia ze znaczącym wzrostem zaangażowania spółek naftowych w poszukiwania i eksploatację niekonwencjonalnych złóż gazu i ropy, zasoby te oceniane są na 24 bln m<sup>3</sup>. Jest to kilkakrotnie więcej niż udowodnione rezerwy gazu konwencjonalnego. Jeszcze większe zasoby mogą się kryć w Chinach – nawet około 36 bln m<sup>3</sup>. Polska w tych publikacjach mogła liczyć na 5 bln m<sup>3</sup> – najwięcej w Europie. Ostatni raport Państwowego Instytutu

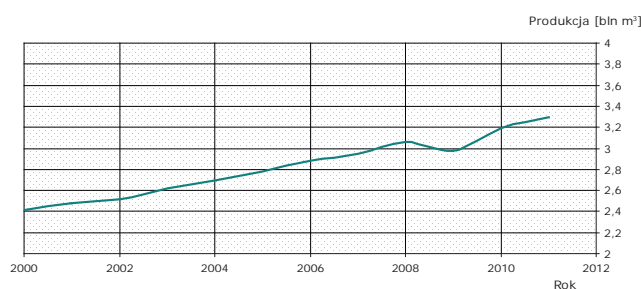
Geologicznego opublikowany w 2012 r. w porozumieniu z Ministerstwem Środowiska obniżył prognozę rezerw gazu łupkowego do około 700 mld m<sup>3</sup>. Pojawiła się jednak adnotacja, że w sprzyjających okolicznościach łupkowe złoża kryją nawet trzykrotnie więcej. Poza Chinami i Ameryką Północną najbardziej interesujące struktury, o dużym prawdopodobieństwie występowania uwiecznionego gazu, znajdują się w Afryce Południowej, Argentynie, Brazylii, Australii, Libii i Francji.

W tab. 2. zestawiono najbardziej zasobne złoża, zarówno konwencjonalne, jak i łupkowe. Większość z nich jest eksploatowana. Niektóre jednak znajdują się w stadium udostępniania lub wstępnego planowania. Największym znanym złożem jest struktura Południowy Pars położona pod dnem Zatoki Perskiej i współdzielona przez Katar i Iran. Jej zasoby wynoszą ponad 40 bln m<sup>3</sup>. Następne w kolejności złożo – Południowy Jolotan leży na terenie Turkmenistanu. W tym przypadku szacunki nie są jeszcze prawidłowo udokumentowane i wahają się od 6 do 14 bln m<sup>3</sup>. W pierwszej dziesiątce znajduje się pięć złóż leżących na terenie Rosji.

## Produkcja

Jeśli przeanalizujemy poziom produkcji, od połowy lat 80. aż do chwili obecnej, można zaobserwować stały jej wzrost. Zaledwie dwa razy od 1985 r. produkcja gazu w skali globalnej nie zanotowała wzrostu w ujęciu rok do roku. Ostatni raz zdarzyło się to w kryzysowym 2009 r. W porównaniu do 1990 r. obecny poziom wydobycia jest wyższy o 59%, a do roku 2000 o około 32%. Na pierwsze miejsce wśród producentów (tab. 3) powróciły Stany Zjednoczone. Jest to głównie zasługa powszechnej eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, w tym łupkowych. Obecnie Amerykanie regularnie produkują ponad 600 mld m<sup>3</sup>. Nieznacznie ustępuje im Rosja z wydobyciem bliskim 590 mld m<sup>3</sup>. Ich łączna produkcja stanowi 38% światowego wydobycia. Największym podmiotem produkującym gaz jest rosyjski Gazprom, który w 2010 r. odpowiadał za blisko 15% światowego wydobycia. Spółka wydobywa surowiec nie tylko w Rosji, ale także na terenie Wenezueli, Boliwii, Libii, Algierii, Indii, Wietnamu, Uzbekistanu i Kazachstanu. Z krajów czołowej dziesiątki największy procentowy wzrost wydobycia (w okresie ostatniej dekady) obserwujemy w Katarze, Chinach i Iranie. Wyhamowuje nieco produkcja w Algierii i przejściowo w Kanadzie. Z pierwszej światowej dziesiątki wypadły Holandia i Wielka Brytania. Produkcja gazu ziemnego w Polsce pozostaje od kilku lat na stabilnym poziomie pomiędzy 4 i 4,5 mld m<sup>3</sup>. Według analiz przedstawionych przez Energy Information Administration produkcja ze złóż niekonwencjonalnych może osiągnąć w skali globalnej 18% udział do 2035 r.

Na podstawie szacunków organizacji Cedigaz można przyjąć, że w 2011 r. globalna produkcja wzrosła o około 3%. Naj-



Rys. 1. Światowa produkcja gazu ziemnego w latach 2000–2011 ([1], [2])

Miejsce	Kraj	Produkcja w mld m <sup>3</sup> rocznie (2010)	Udział w produkcji światowej %	Zmiana 2005–2010 %	Zmiana 2000–2010 %
	Świat	3193,0	100,0	+ 14,9	+ 32,3
1	USA	611,0	19,3	+ 19,5	+ 12,5
2	Rosja	588,8	18,4	+ 1,3	+ 11,3
	Unia Europejska	175,0	5,5	- 17,5	- 24,3
3	Kanada	159,8	5,0	- 15,2	- 12,2
4	Iran	138,5	4,3	+ 33,8	+ 130,0
5	Katar	116,7	3,6	+ 154,8	+ 392,4
6	Norwegia	106,4	3,3	+ 25,1	+ 114,0
7	Chiny	96,8	3,0	+ 96,3	+ 255,8
8	Arabia Saudyjska	83,9	2,6	+ 18,1	+ 68,4
9	Indonezja	82,0	2,6	+ 15,1	+ 25,7
10	Algieria	80,4	2,5	- 8,9	- 4,7
11	Holandia	70,5	2,2	+ 12,8	+ 21,3
12	Malezja	66,5	2,1	+ 8,8	+ 46,7
13	Egipt	61,3	1,9	+ 44,0	+ 191,9
14	Uzbekistan	59,1	1,8	+ 9,4	+ 15,6
15	Wielka Brytania	57,1	1,8	- 35,3	- 47,4
16	Meksyk	55,3	1,7	+ 22,8	+ 44,3
17	ZEA	51,0	1,6	+ 6,7	+ 32,8
18	Indie	50,9	1,6	+ 71,9	+ 92,8
19	Australia	50,4	1,6	+ 35,4	+ 61,5
20	Turkmenistan	42,4	1,3	- 25,7	- 0,3
21	Trynidad i Tobago	42,4	1,3	+ 36,7	+ 192,0
22	Argentyna	40,1	1,3	- 12,1	+ 7,2
23	Pakistan	39,5	1,3	+ 11,2	+ 83,7
24	Tajlandia	36,3	1,2	+ 53,1	+ 79,7
25	Kazachstan	33,6	1,1	+ 48,6	+ 223,0
26	Nigeria	33,5	1,1	+ 58,2	+ 168,0
27	Wenezuela	28,5	0,9	+ 4,0	+ 2,1
28	Oman	27,1	0,8	+ 36,8	+ 211,4
29	Bangladesz	20,0	0,6	+ 37,9	+ 100,0
30	Ukraina	18,6	0,6	+ 0,1	+ 14,8
31	Libia	15,8	0,5	+ 39,8	+ 167,7
32	Azerbejdżan	15,1	0,5	+ 190,1	+ 196,0
33	Brazylia	14,4	0,4	+ 30,9	+ 92,2
34	Boliwia	14,4	0,4	+ 21,0	+ 350,0
35	Bahrajn	13,1	0,4	+ 22,4	+ 33,6
36	Brunei	12,2	0,4	+ 1,6	+ 7,9
37	Birma	12,1	0,4	- 1,0	+ 255,8
38	Kuwejt	11,6	0,4	- 4,9	+ 20,8
39	Kolumbia	11,3	0,4	+ 77,6	+ 191,5
40	Rumunia	10,9	0,3	- 12,1	- 21,1
41	Niemcy	10,6	0,3	- 37,0	- 37,3
42	Wietnam	9,4	0,3	+ 45,3	+ 481,0
43	Dania	8,2	0,3	- 21,1	0
44	Syria	7,8	0,2	+ 41,8	+ 41,0
45	Włochy	7,6	0,2	- 31,6	- 50,0
46	Peru	7,2	0,2	+ 380,0	+ 2000,0
47	Gwinea Równikowa	6,3	0,2	-	-
48	Jemen	6,2	0,2	-	-
49	Nowa Zelandia	4,5	0,1	-	-
50	Polska	4,3	0,1	+ 3,0	+ 10,0

Tab. 3. Lista największych producentów gazu ziemnego ([1], [2], [4], [6], [8])



większy wpływ na ten wynik miał znaczący wzrost wydobycia w takich krajach jak: Stany Zjednoczone (+40 mld m<sup>3</sup>), Katar (+33 mld m<sup>3</sup>), Rosja (+19 mld m<sup>3</sup>), Turkmenistan (+18 mld m<sup>3</sup>) i Chiny (+13 mld m<sup>3</sup>). Produkcja w Europie bez uwzględnienia Rosji spadła o ponad 8%.

## Konsumpcja

Można zaryzykować stwierdzenie, że popyt na ekologiczne i czyste paliwo wzmacnia wysiłki idące w kierunku intensyfikacji poszukiwań nowych złóż. Poszukiwania zataczają coraz szersze kręgi i osiągają miejsca niedostępne jeszcze kilkanaście lat temu, takie jak np. złoża położone w Arktyce czy morskie złoża zalegające pod dnem głębokich akwenów. Wśród największych konsumentów (tab. 4) są oczywiście największe gospodarki świata, jak Stany Zjednoczone (1 miejsce), Chiny (4), Japonia (5), Niemcy (6), Wielka Brytania (7). Dużo gazu zużywają także kraje o wysokiej produkcji, gdzie jego cena na rynku wewnętrznym jest bardzo niska: Rosja (2), Iran (3), Arabia Saudyjska (9). Największy wzrost zużycia gazu w ciągu ostatnich dziesięciu lat notuje się w Chinach, Iranie i Indiach. Konsumpcja w ujęciu na głowę mieszkańca jest najwyższa w czterech krajach: Rosji, Arabii Saudyjskiej, Turkmenistanie i Kanadzie. Zużycie gazu w Polsce jest wciąż na względnie niskim poziomie. Z ilością nieznacznie przekraczającą 14 mld m<sup>3</sup> lokujemy się pod koniec czwartej dziesiątki na świecie. Udział Polski w konsumpcji wszystkich krajów Unii Europejskiej nie przekracza 3%.



Copyright © TransCanada Corporation. All rights reserved

Fot. 2. Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia w prowincji Ontario (Kanada)

Miejsce	Kraj	Konsumpcja w mld m <sup>3</sup> rocznie (2010)	Udział w konsumpcji światowej %	Zmiana 2005-2010 %	Zmiana 2000-2010 %
	Świat	3169,0	100,0	+ 13,9	+ 31,4
1	USA	683,4	21,7	+ 9,6	+ 3,4
	Unia Europejska	492,5	15,5	- 0,4	+ 11,8
2	Rosja	414,1	13,0	+ 3,4	+ 17,0
3	Iran	136,9	4,3	+ 30,3	+ 117,6
4	Chiny	109,0	3,4	+ 132,9	+ 344,8
5	Japonia	100,2	3,1	+ 20,2	+ 30,7
6	Niemcy	98,0	3,1	+ 13,9	+ 23,2
7	Wielka Brytania	94,0	3,0	- 1,1	- 3,0
8	Kanada	93,8	3,0	- 4,1	+ 1,1
9	Arabia Saudyjska	83,9	2,7	+ 17,8	+ 68,4
10	Włochy	76,1	2,4	- 3,8	+ 17,2
11	Meksyk	68,9	2,2	+ 28,0	+ 68,0
12	Indie	61,9	1,9	+ 73,3	+ 134,4
13	ZEA	60,5	1,9	+ 43,2	+ 92,6
14	Ukraina	52,1	1,6	- 24,5	- 26,7
15	Francja	46,9	1,5	+ 6,5	+ 19,3
16	Uzbekistan	45,5	1,4	+ 6,0	- 0,5
17	Egipt	45,1	1,4	+ 42,7	+ 125,5
18	Tajlandia	45,0	1,4	+ 38,4	+ 104,5
19	Holandia	43,6	1,4	+ 10,9	+ 12,0
20	Argentyna	43,3	1,4	+ 7,4	+ 30,4
21	Korea Południowa	42,9	1,4	+ 41,1	+ 126,9
22	Indonezja	40,3	1,3	+ 21,3	+ 35,6
23	Pakistan	39,5	1,2	+ 11,2	+ 82,7
24	Turcja	39,0	1,2	+ 44,9	+ 167,1
25	Malezja	35,7	1,1	+ 13,6	+ 48,1
26	Hiszpania	34,4	1,1	+ 6,8	+ 103,5
27	Wenezuela	30,7	1,0	+ 12,0	+ 10,0
28	Australia	30,4	1,0	+ 38,1	+ 48,2
29	Algieria	28,9	0,9	+ 24,5	+ 45,9
30	Brazylia	26,5	0,8	+ 34,5	+ 181,9
31	Kazachstan	25,3	0,8	- 5,4	+ 166,3
32	Turkmenistan	22,6	0,7	+ 40,3	+ 85,2
33	Trynidad i Tobago	22,0	0,7	+ 45,6	+ 107,5
34	Katar	20,4	0,6	+ 9,1	+ 110,3
35	Bangladesz	20,0	0,6	+ 37,9	+ 100,0
36	Białoruś	19,5	0,6	+ 7,0	+ 25,4
37	Belgia	19,4	0,6	+ 13,4	+ 24,3
38	Oman	14,7	0,5		
39	Kuwejt	14,4	0,5	+ 18,0	+ 50,0
40	Polska	14,3	0,5	+ 5,1	+ 28,6
41	Tajwan	14,1	0,4	+ 36,8	+ 107,0
42	Rumunia	13,3	0,4	- 24,0	- 22,3
43	Bahrajn	12,6	0,4		
44	Węgry	10,9	0,3	- 19,3	+ 1,8
45	Azerbejdżan	10,5	0,3	+ 22,0	+ 98,0
46	Austria	10,1	0,3	+ 1,0	+ 24,6
47	Wietnam	9,4	0,3	+ 46,8	+ 687,0
48	Czechy	9,3	0,3	+ 2,1	+ 12,0
49	Kolumbia	9,1	0,3	+ 35,8	+ 82,0
50	Singapur	8,4	0,3	+ 29,5	+ 740,0

Tab. 4. Lista największych konsumentów gazu ziemnego ([1], [2], [4], [6], [8])

## Eksport

Najwięksi eksporterzy gazu korzystają zarówno z sieci rurociągów, jak i z możliwości jaką daje LNG. Pierwsza trójka (Rosja, Norwegia i Katar) dostarcza łącznie na międzynarodowy rynek 400 mld m<sup>3</sup>. Największym eksporterem rurociągowym w 2010 r. była Rosja. Jej głównym odbiorcą są kraje Unii Europejskiej, w tym Polska. Największym dostawcą LNG na rynek jest Katar, który sprzedaje w tej postaci blisko 80 mld m<sup>3</sup>. Biorąc pod uwagę dwudziestu największych eksporterów gazu, około 30% całkowitej ilości realizowane jest w postaci surowca skroplonego. Z tej metody transportu korzystają głównie producenci odizolowani od sieci rurociągów przesyłowych: Australia, Indonezja, Malesja, Trynidad i Tobago. Przyszłość należy do obydwu metod transportu. Tam, gdzie jest to opłacalne, będą budowane rurociągi, zwłaszcza dla rynków o wzrastającej konsumpcji: Europa, Chiny, Indie. Kraje, które borykają się z nadwyżką gazu będą na pewno inwestować w terminale eksportowe. Ciekawym przypadkiem są Stany Zjednoczone, które z pozycji importera LNG w ciągu najbliższych kilku lat staną się znaczącym eksporterem. Głównym graczem na światowym rynku gazu pozostanie na pewno Rosja, która jednak, aby sprostać wyzwaniom, będzie musiała sporo zainwestować zarówno w kosztowne udostępnianie złóż, jak i w sieć wielkośrednicowych rurociągów. Wielki producent gazu, jakim jest Iran, wykorzystywał dotąd paliwo niemal wyłącznie na rynku wewnętrznym. Otwierają się jednak perspektywy dostawy znaczących ilości dla Pakistanu, Indii i Chin. W 2011 r. handel gazem za pośrednictwem rurociągów wzrósł o ponad 4%. Największy przyrost zanotowały Rosja (+ 17 mld m<sup>3</sup>) oraz Turkmenistan (+ 16 mld m<sup>3</sup>).

Miejsce	Kraj	Wielkość eksportu mld m <sup>3</sup> – 2010	Eksport rurociągami %	Eksport LNG %
1	Rosja	199,8	93	7
2	Norwegia	100,5	95	5
3	Katar	94,8	20	80
	Unia Europejska	93,7	99	1
4	Kanada	92,4	100	0
5	Algieria	55,5	65	35
6	Holandia	53,3	100	0
7	Indonezja	41,2	24	76
8	USA	32,2	94	6
9	Malesja	31,5	4	96
10	Australia	25,3	0	100
11	Nigeria	24,0	1	99
12	Trynidad i Tobago	20,4	0	100
13	Turkmenistan	19,7	100	0
14	Egipt	16,1	40	60
15	Niemcy	16,0	100	0
16	Wielka Brytania	15,6	100	0
17	Uzbekistan	13,5	100	0
18	Boliwia	11,7	100	0
19	Oman	11,5	0	100
20	Kazachstan	11,0	100	0
21	Libia	9,8	96	4
22	Brunei	8,8	0	100
23	Iran	8,4	100	0
24	Birma	8,2	100	0
25	ZEA	7,9	0	100

Tab. 5. Lista największych eksporterów ([1], [2], [4], [6], [8])

## Import

Największym importerem gazu są kraje Unii Europejskiej, które w 2010 r. kupiły około 420 mld m<sup>3</sup>. Największym odbiorcą gazu za pomocą rurociągów są Niemcy. Stany Zjednoczone, które kupiły ponad 100 mld m<sup>3</sup> (głównie z Kanady) będą ten import ograniczać ze względu na nadwyżkę gazu na rodzimym rynku. Największymi odbiorcami gazu w postaci skroplonej pozostają Japonia i Korea Południowa, zaopatrujące swój rynek wyłącznie za pomocą gazoportów. Należy oczekiwać, że w wyniku pojawienia się połączeń rurociągowych z Rosją, Turkmenistanem i Kazachstanem znacząco będzie wzrastać przesył gazu do Chin. Według wstępnych danych za 2011 r. chiński import wzrósł o 12 mld m<sup>3</sup>. Według Cedigaz konsumpcja gazu w Chinach w latach 2012–2016 może się podwoić.

Miejsce	Kraj	Wielkość importu mld m <sup>3</sup> – 2010	Import rurociągami %	Import LNG %
	Unia Europejska	420,0	79	21
1	USA	105,8	88	12
2	Japonia	93,5	0	100
3	Niemcy	92,8	100	0
4	Włochy	75,3	88	12
5	Wielka Brytania	53,6	65	35
6	Francja	48,9	72	28
7	Korea Południowa	44,4	0	100
8	Turcja	37,0	79	21
9	Hiszpania	36,5	25	75
10	Rosja	32,6	100	0
11	Ukraina	32,0	100	0
12	Kanada	22,9	91	9
13	Belgia	24,5	74	26
14	Białoruś	19,5	100	0
15	ZEA	17,4	99	1
16	Holandia	17,0	100	0
17	Chiny	16,3	22	78
18	Meksyk	15,1	62	38
19	Tajwan	14,8	0	100
20	Brazylia	12,6	78	22
21	Indie	12,5	0	100
22	Polska	10,5	100	0
23	Singapur	9,6	100	0
24	Tajlandia	8,8	100	0
25	Austria	7,0	100	0

Tab. 6. Lista największych importerów ([1], [2], [4], [6], [8])

## LNG

Światowa produkcja LNG wzrosła w okresie od 2005 do 2010 r. o ponad 60%, osiągając poziom 290 mln t. Eksperti rynku oceniają, że do 2020 r. zanotujemy dalszy wzrost do poziomu około 400 mln t. Trwają prace nad kilkunastoma znaczącymi projektami związanymi z budową infrastruktury eksportowej jak i budową terminali importowych. Jest to więc najdynamiczniej rozwijający się segment rynku gazowego. Głównym obecnie źródłem LNG są kraje regionu Azji i Pacyfiku oraz kraje Zatoki Perskiej, które produkują łącznie około 155 mln t (dane z 2010 r.). Spodziewane są znaczące inwestycje w Zachodniej Afryce i krajach Ameryki Łacińskiej, które pozwolą wkrótce na produkcję na poziomie odpowiednio 50 mln i 25 mln t. Największymi spółkami w tym sektorze pozostają Qatar Petroleum, algierska firma So-

## Rurociągi

Transport rurociągowy to wciąż na ogół najbardziej opłacalna metoda przesyłu gazu. Najtańsze jest transportowanie paliwa gazociągami lądowymi. W tym przypadku koszty transportu na jednostkę długości są o kilkadziesiąt procent niższe niż rurociągami morskimi. Tym niemniej dystans, na jaki możemy ekonomicznie tłoczyć gaz, może być ograniczony. W przypadku dużych odległości koszt transportu surowca w postaci skroplonej może być atrakcyjniejszy. Według niektórych źródeł staje się on konkurencyjny już przy odległości około 4 tys. km.

Wielkośrednicowe, długie gazociągi wymagają wysokich nakładów inwestycyjnych. Dla zapewnienia opłacalności przedsięwzięcia należy spełnić trzy warunki: duże zasoby gazu, chłonny rynek

zbytu oraz uzyskanie satysfakcjonującej ceny. Głównymi czynnikami wpływającymi na koszty budowy są: średnica rurociągu, ciśnienie robocze, dystans oraz uwarunkowania terenowe. Pozostałe czynniki takie jak: klimat, stopień konkurencyjności pomiędzy firmami konstrukcyjnymi, względy bezpieczeństwa, prawa własności mogą wpływać na różnicę w kosztach pomiędzy różnymi częściami świata. Z kolei główne koszty eksploatacyjne są związane z liczbą tłoczni gazu zużywających znaczne ilości paliwa, kosztami pracy i lokalnymi warunkami ekonomicznymi. Optymalne złożenie dwóch parametrów: średnicy rurociągu i ciśnienia roboczego zależy od spodziewanych obciążeń gazociągu. Problemem do rozwiązania pozostają wzrastające koszty przesyłu przy długich magistralach.

Miejsce	Kraj	Długość gazociągów, tys. km – 2010
1	USA	548,0
2	Rosja	160,9
3	Kanada	76,0
4	Chiny	38,6
5	Ukraina	36,5
6	Argentyna	29,4
7	Australia	28,3
8	Niemcy	24,7
9	Iran	21,0
10	Algieria	18,9
11	Meksyk	18,8
12	Włochy	18,4
13	Francja	15,3
14	Wielka Brytania	14,3
15	Brazylia	14,0
16	Polska	13,8
17	Kazachstan	12,0
18	Indie	11,8
19	Turcja	10,7
20	Pakistan	10,5

Tab. 7. Lista krajów o najbardziej rozwiniętej sieci magistral gazowych ([ 3])



Fot. Statoil Copyright © Statoil. All rights reserved

Fot. 3. Statek LNG Arctic Princess w porcie na wyspie Melkoya (Morze Barentsa)

natrach i malezyjski Petronas. Do 2020 r. w pierwszej dekadzie producentów gazu w postaci skroplonej znajdują się też takie spółki jak ExxonMobil, Chevron, Royal DutchShell, BP i Total. Rosyjski Gazprom, który aktualnie zajmuje dopiero 14. pozycję, ma zamiar w kooperacji z zachodnimi partnerami zwiększyć eksport w ramach projektu Sachalin i uruchomić produkcję z pola Sztokman. Zapotrzebowanie na LNG może wzrastać ze względu na rosnącą produkcję gazu ze złóż łupkowych. Doprowadzi to prawdopodobnie do spadku cen surowca w tej postaci, które obecnie wciąż pozostają wysokie, zwłaszcza w krajach azjatyckich. Dobre perspektywy pojawiają się więc nie tylko dla producentów, ale i dostawców technologii czy firm produkujących statki – tankowce.

Niepełne dane dotyczące roku 2011 wskazują na wzrost produkcji i popytu na LNG o około 10%. Wzrosła konsumpcja w Japonii napędzana w znacznym stopniu kryzysem w elektrowniach atomowych. Rośnie też import LNG przez takie kraje jak Tajwan, Korea Południowa i Wielka Brytania. Firma konsultingowa Wood Mackenzie wskazuje, że zapotrzebowanie na LNG tylko w Azji wrośnie ze 138 mln t w 2010 r. do 240 mln t w 2020 r. Jak wynika z danych Cedigaz, w 2011 r. o około 35 mln t zwiększyły się światowe możliwości regazyfikacji w terminalach importowych. Na świecie działa 25 centrów skraplania gazu o zdolności przerobu 370 mld m<sup>3</sup> gazowego surowca (11% światowej produkcji). Największym oddanym do użytku zakładem skraplania była w 2011 r. instalacja Qatargas 4 o zdolnościach produkcyjnych na poziomie 7,8 mln t. Mniejszy wpływ na wzrost mocy produkcyjnych mają nowe instalacje w Jemenie, Peru i Nigerii. W latach 2012–2015 uruchomione zostanie kolejne osiem instalacji, z których sześć aktualnie znajduje się w stanie budowy. Jedną z największych będzie amerykański terminal eksportowy Sabine Pass LNG zlokalizowany w Luizjanie i rozwijany przez firmę Cheniere Energy, Inc. Właściciel instalacji podpisał w ciągu ostatniego roku szereg długoletnich umów na dostawę gazu dla odbiorców w Europie i Azji. Powstanie tej i następnych instalacji może przyczynić się do odbicia cen na rynku wewnętrznym w Ameryce Północnej. Udział w rynku LNG zwiększy znacząco Australia, która w fazie przygotowawczej lub konstrukcyjnej ma cztery duże projekty, związane z eksploatacją złóż morskich na zachodnim wybrzeżu i z wydobywaniem gazu z pokładów węgla w stanie Queensland.

## Ceny hurtowe gazu na świecie

Revolucja w wydobyciu gazu z niekonwencjonalnych źródeł w USA powoduje kolejne obniżki cen. Dziś (10 kwietnia 2012 r.) w największym terminalu gazowym, amerykańskim Henry Hub, za 1000 m<sup>3</sup> gazu trzeba zapłacić zaledwie 70 USD. Nigdy nie notowano też jeszcze takich dysproporcji cenowych pomiędzy Ameryką Północną a resztą świata. To właśnie indeks cen spotowych Henry Hub w Stanach Zjednoczonych ma największe szanse na stanie się swoistym punktem odniesienia dla cen światowych. Amerykański rynek gazowy jest nie tylko największy, ale też najbardziej zintegrowany i jako jedyny w pełni podlegający regułom wolnego handlu.

Kiedy tak będzie w Europie? Na to pytanie nie ma dobrej odpowiedzi. Raczej nie dojdzie szybko do scenariusza zapowiedzianego kilka lat temu przez Gazprom, który przewidywał trwały wzrost europejskich cen transakcyjnych powyżej 500 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Rynek europejski nie jest jednolity. Stosunkowo najmniej płać za gaz w Wielkiej Brytanii, więcej w Hiszpanii, jeszcze więcej w Niemczech i Polsce. Wyraźnie widać obecnie, że najniższe ceny panują na rynkach, które są dobrze zdywersyfikowane i na których handluje się gazem z różnych źródeł. Analiza wskazuje, że posiadanie terminali importowych LNG może wywołać presję na dostawców gazu za pomocą rurociągów. Najważniejsze dla rynku w Europie ceny ustalane są na granicy z Niemcami dla dostaw z Rosji, w brytyjskim National Balancing Point, w belgijskim terminalu Zeebrugge czy na holenderskiej giełdzie APX Gas NL. Panuje dosyć powszechne przekonanie, że ceny mogą się konsolidować, a w dłuższej perspektywie nawet spadać. Zależać to będzie w znacznym stopniu od pojawienia się za kilka lat surowca ze złóż łupkowych lub uruchomienia gazociągów mających zaopatrywać Europę w tańszy gaz z rejonu Morza Kaspijskiego. Największy dostawca gazu dla Europy, spółka Gazprom zdaje się rozumieć nieuchronność tej tendencji i już w ubiegłym roku przyznała niespotykane wcześniej rabaty handlowe dla wybranych kontrahentów. Także norweski Statoil zaproponował dla kontraktów długoterminowych większą zależność od ceny surowca na rynku spotowym. Wiele krajów opiera wciąż swój handel na długoletnich umowach ze sztywno zapisanymi formułami cen. Często też ceny te są powiązane z cenami ropy naftowej, co współcześnie nie znajduje raczej uzasadnienia. Najwięcej za gaz płać odbiorcy gazu skroplonego w Azji. Ceny dla Japonii i Korei Południowej przekraczają obecnie 520 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Rosnące z roku na rok zapotrzebowanie na surowce w gospodarkach azjatyckich powoduje, że rynek ten stał się najbardziej opłacalny dla dostawców

## Sytuacja na poszczególnych kontynentach

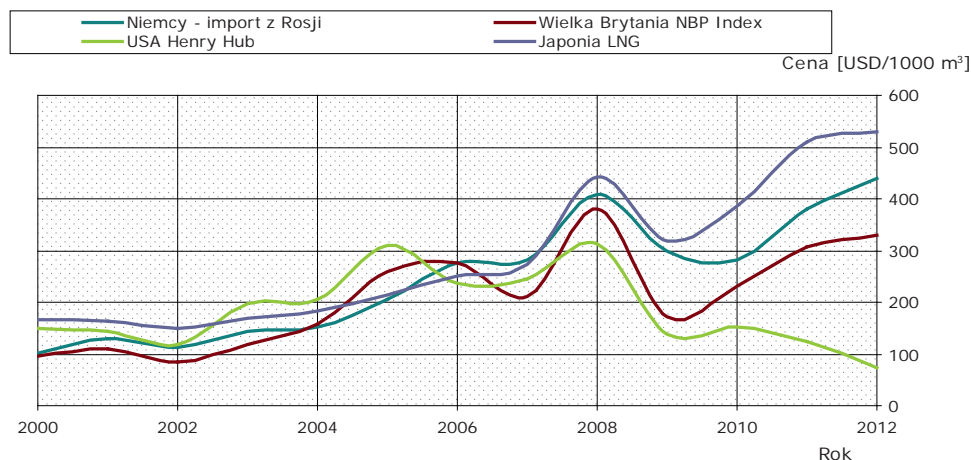
W tym rozdziale zestawiono informacje o źródłach zaopatrzenia, najważniejszych odkryciach złóż i inwestycjach prowadzonych w sektorze gazowniczym w ciągu ostatnich dwóch lat.

### EUROPA (BEZ ROSJI)

		Świat
Produkcja	300 mld m <sup>3</sup>	9,3%
Konsumpcja	623 mld m <sup>3</sup>	19,7%
Zasoby	5,6 bln m <sup>3</sup>	3,0%

Stary kontynent jest najbardziej uzależniony od zewnętrznych dostaw surowca. Należy przy tym zaznaczyć, że różnica pomiędzy zużyciem i produkcją będzie się zwiększać. Wiąże się to z kurczącymi się zasobami złóż gazu na Morzu Północnym. Największymi europejskimi złożami pozostają holenderskie pole Groningen i norweskie morskie złoża, o łącznych zasobach przekraczających 3 bln m<sup>3</sup>. Największymi odbiorcami gazu z Rosji są Niemcy (34,4 mld m<sup>3</sup>), Ukraina (33,0 mld m<sup>3</sup>), Białoruś (19,5 mld m<sup>3</sup>), Turcja (16,6 mld m<sup>3</sup>) i Włochy (14,2 mld m<sup>3</sup>). Polska kupiła w 2010 r. z tego kierunku ponad 9 mld m<sup>3</sup>. Gaz z Norwegii płynie natomiast głównie do Niemiec (30,2 mld m<sup>3</sup>), Wielkiej Brytanii (26,5 mld m<sup>3</sup>) i Francji (14,5 mld m<sup>3</sup>). Istotnym źródłem zaopatrzenia dla południowej Europy jest Algieria, która tłoczy podmorskimi rurociągami do Hiszpanii i Włoch 36 mld m<sup>3</sup>. Dużym eksporterem gazu dla Niemiec pozostaje także Holandia (24,2 mld m<sup>3</sup>). Infrastruktura rurociągową w Europie jest bardzo dobrze rozwinięta, co sprzyja wymianie transgranicznej, zwłaszcza w obrębie Unii Europejskiej. Rośnie też import do Europy gazu w postaci skroplonej. Największymi jego odbiorcami były Hiszpania (27,5 mld m<sup>3</sup> – 3. miejsce na świecie), Wielka Brytania (18,6 mld m<sup>3</sup> – 4. miejsce) oraz Francja (13,9 mld m<sup>3</sup> – 6. miejsce). W 2011 r. terminale importowe posiadało w Europie dziewięć krajów. Z kolei największymi dostawcami LNG dla Europy (2010 r.) były Katar (35,8 mld m<sup>3</sup>), Nigeria (15,6 mld m<sup>3</sup>) oraz Algieria (12,5 mld m<sup>3</sup>). Z danych organizacji Eurogas wynika, że najbardziej uzależnioną od gazu gospodarką w UE jest Holandia z 47% udziałem tego paliwa w bilansie surowców energetycznych. Kraj ten wyprzedza Wielką Brytanię (39%), Węgry (37%), Włochy (36%) i Rumunię (35%). Średnia dla krajów Unii wynosi 25%. Polska zajmuje jedno z ostatnich miejsc z udziałem około 13%. W najmniejszym stopniu z gazu korzysta Szwecja. Konsumpcja gazu per capita jest w UE dwukrotnie niższa niż w Stanach Zjednoczonych i porównywalna z Japonią.

W ostatnich latach największe emocje budziły niezwykle obiecujące złoża na Morzu Barentsa, występujące tak po rosyjskiej, jak i norweskiej stronie. Doszło w końcu do porozumienia pomiędzy tymi krajami i określenia stref wpływów. Jak wskazują dotychczasowe analizy, zasoby naftowe złóż podmorskich w Arktyce stanowią 13% światowych zasobów, a możliwe do eksploatacji złoża gazu mogą stanowić nawet 30% światowych zasobów. Corocznie wraca też problem sporów pomiędzy Rosją, Ukrainą, Białorusią, a także



Rys. 2. Średnie ceny hurtowe gazu w kluczowych miejscach świata ([1], [2])

innymi krajami Środkowej Europy. Dotyczą nie tylko cen transakcyjnych, ale także opłat za korzystanie z rurociągów. Rosja konsekwentnie dąży do przejęcia infrastruktury rurociągowej w krajach uzależnionych od jej dostaw. Długoterminowa prognoza dla Europy zawarta w World Energy Outlook wskazuje na wzrost konsumpcji na poziomie 0,7% rocznie i osiągnięcie poziomu 750 mld m<sup>3</sup>. Zużycie będzie napędzane przez wzrastający udział segmentu energetycznego, który ma wzrosnąć z obecnych 30% do ponad 40%. W Europie bardzo silnym konkurentem dla gazu mają być źródła energii zastępczej, w tym odnawialnej.

Podziemne magazyny gazu są czynnikiem stabilizującym dla rynku. Ograniczają ryzyko w obrocie gazem i zapewniają właściwy poziom dostaw mimo zmieniającego się sezonowo zapotrzebowania na surowiec. Mogą wpływać korzystnie na poziom cen i poprawiać stanowisko negocjacyjne kraju wobec dostawcy. Magazyny umożliwiają prowadzenie handlu na zasadach wymiany i dostaw krótkoterminowych. Pojemność magazynowa w Europie stale rośnie, a docelowo może osiągnąć poziom 25% konsumpcji. Fakt ten będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne regionu.

Miejsce	Kraj	Pojemność magazynów, mld m <sup>3</sup>	Ilość magazynów	Maksymalny dzienny pobór, mln m <sup>3</sup>
	Unia Europejska	85,9	124	1453
1	Ukraina	31,0	13	500
2	Niemcy	21,2	46	515
3	Włochy	14,7	10	153
4	Francja	11,9	15	200
5	Węgry	6,3	5	72
6	Holandia	5,0	3	145
7	Austria	4,7	5	55
8	Wielka Brytania	4,3	6	86
9	Czechy	3,1	8	52
10	Słowacja	2,8	1	39
	Polska	1,7	7	32

Tab. 8. Europejskie kraje o największej pojemności podziemnych magazynów gazu (dane zebrane na koniec 2010 r. [4])

#### Białoruś

Rosja przejęła 100% udziałów w spółce Bieltransgaz (operator gazociągów). Wartość transakcji wyniosła 2,5 mld USD.

#### Bułgaria

Grecja i Bułgaria podpisały porozumienie w sprawie budowy łącznika gazowego IGB o długości 160 km. Rurociąg o przepływności od 3 do 5 mld m<sup>3</sup> miał być poprowadzony pomiędzy greckim hubem w Komotini i Starą Zagorą w Bułgarii.

#### Cypr

Amerykańska firma Noble Energy wykonała próbne wiercenia u południowych wybrzeży wyspy. Zakłada się, że zasoby tych złóż wynoszą od 140 do 230 mld m<sup>3</sup>.

#### Dania

Holenderska spółka Gasunie zakończyła przebudowę rurociągu Deudan między Danią i Niemcami tak, by można było nią dostarczać gaz także w kierunku państw skandynawskich.

#### Francja

Koncern GDF Suez przeznaczy ponad 1,2 mld EUR na budowę gazociągu, który tłoczyć będzie gaz dostarczany do gazoportu w Dunkierce. Gazoport o zdolności przeładunkowej 13 mld m<sup>3</sup> rocznie ma zostać otwarty w 2015 r. Koszt budowy terminala wynosi 1,5 mld EUR.

#### Grecja / Albania

Podpisano memorandum w sprawie budowy Trans Adriatic Pipeline. Projekt TAP jest prowadzony przez spółki Statoil, E.ON Ruhrgas oraz EGL i zakłada powstanie rurociągu o średnicy 42" (1069 mm) i długości 520 km. Będzie on łączył Grecję, Albanie i Włochy w celu transportu gazu pochodzącego z rejonu Morza Kaspijskiego.

#### Hiszpania

Powstaje siódmy terminal importowy LNG. Rządowy kontrakt na obsługę El Musel w portowym mieście Gijon (w północnej części kraju) zdobyła firma Enagas. Spółka eksploatuje też trzy importowe instalacje LNG w Barcelonie, Kartagenie i Huelvie.

#### Holandia

Otwarto pierwszy terminal LNG o nazwie GATE (Gas Access To Europe). Położony w pobliżu Rotterdamu obiekt ma obecnie zdolność przeładowania 12 mld m<sup>3</sup> surowca. W Holandii rozważana jest także budowa magazynu gazu o pojemności ponad 4 mld m<sup>3</sup>, który ma obsługiwać Nord Stream.

#### Niemcy

- W listopadzie uruchomiono pierwszą nitkę gazociągu Nord Stream oraz stowarzyszony z nim gazociąg OPAL. Gazociąg Północny o średnicy 48" (1219 mm) i długości 1224 km pozwoli na transport 55 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie z Wyborga w Rosji do niemieckiego miasta Greifswald przez wody terytorialne Rosji, Finlandii, Szwecji, Danii i Niemiec. Jest to najbardziej prestiżowa inwestycja Gazpromu w ostatnich latach;
- do końca 2011 r. zbudowano 250 km gazociągu NEL, zachodniej odnogi Nord Stream;
- Allianz chce nabyć 12 tys. km sieci gazowniczych obsługiwanych przez Open Grid Europe. Rurociągi znajdują się głównie na terenie Niemiec, ale także w Czechach i na Słowacji.

#### Norwegia

- Statoil przedłużył do 2025 r. kontrakt na dostawy gazu do brytyjskiego koncernu Centrica. Umowa opiewa na 17 mld USD i dotyczy dostaw 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie;
- rośnie produkcja ze złóż gazu położonych na Morzu Barentsa i należących do spółki Statoil. Aktualnie ze złóż Snoehvit rocznie eksportowane jest 5,7 mld m<sup>3</sup> gazu. Eksport gazu odbywa się formie skroplonej;
- norweskie złoża Gjøe i Vega połączono nowym gazociągiem z Wielką Brytanią. Długość magistrali wynosi 130 km, a za jej pośrednictwem do szkockiego terminalu St Fergus trafi rocznie ponad 6 mld m<sup>3</sup> gazu;
- zawarto porozumienie między Norwegią i Rosją dotyczące granic w Arktyce. Na podstawie podpisanej dokumentacji rozgraniczona została przestrzeń morską, a ponadto ustalono zasady współpracy na Morzu Barentsa oraz Oceanie Arktycznym.

#### Polska

Rozpoczęto budowę terminalu LNG w Świnoujściu. W związku z tą inwestycją spółka Gaz-System zamierza zbudować 1000 km gazociągów przesyłowych.

### Rumunia

Kraj rozważa import gazu skroplonego z Azerbejdżanu. Gaz z azerskich złóż będzie dostarczany do zakładu skraplania w Gruzji, skąd tankowcami ma być transportowany do portu Konstanca w Rumunii.

### Turcja

Kraj wyraził zgodę na budowę gazociągu South Stream, którego trasa przebiega po dnie Morza Czarnego. Zgoda na budowę tej rury była kluczowa dla rozpoczęcia inwestycji stanowiącej projekt konkurencyjny w stosunku do planowanego przez Unię Europejską gazociągu Nabucco. Rurociągiem popłynie z Rosji docelowo 63 mld m<sup>3</sup> gazu do krajów południowo- i wschodnioeuropejskich. Uruchomienie gazociągu zaplanowano na 2015 r.

### Ukraina

Do 2014 r. w Odessie ma powstać gazoport zdolny do odbioru 2 mld m<sup>3</sup> gazu LNG rocznie z możliwością podniesienia mocy w ciągu roku do 5 mld m<sup>3</sup>, a do 2017 r. – 10 mld m<sup>3</sup>. Ukraina rozpoczęła również zaplanowany na kilka lat program modernizacji magistrali gazowej, transportującej surowiec z Rosji do Europy Zachodniej. Wartość projektu przekracza 500 mln USD.

### Węgry / Słowacja

Kraje połączyły swoje sieci gazowe rurociągiem o długości 290 km. Wcześniej uruchomiono podobny łącznik pomiędzy Węgrami i Chorwacją.

### Wielka Brytania

Uruchomiono największy terminal importowy gazu skroplonego w Europie o przepustowości 15,6 mln t. Po regazyfikacji około 21 mld m<sup>3</sup> gazu naturalnego zostanie dostarczone do krajowej sieci przesyłowej. Terminal South Hook LNG należący do trzech firm: Qatar Petroleum, ExxonMobil oraz Total zlokalizowany jest w walijskim Pembroke. Wielka Brytania podpisała długoletnie umowy na import gazu LNG z Kataru.

### Włochy

Koncern ENI odstąpił po 15% udziałów w projekcie South Stream spółkom Wintershall i Electricite de France (EDF). Największy udział posiada Gazprom. Pojawił się projekt budowy przez Morze Śródziemne gazociągu Galsi. Rurociąg miałby połączyć Algierię z Sardynią i dalej z włoskim wybrzeżem na Półwyspie Apenińskim. Projekt wymaga ułożenia 48" rury na głębokości sięgającej 2885 m. Do chwili obecnej nie wszedł jednak w fazę konstrukcyjną.

### ROSJA

	2010	Świat
Produkcja	588 mld m <sup>3</sup>	18,4%
Konsumpcja	414 mld m <sup>3</sup>	13,0%
Zasoby	44,8 bln m <sup>3</sup>	23,9%

Odbiorcy w Rosji zawsze mogli się cieszyć z relatywnie niskich cen. Źródła podają, że obecna regulowana przez państwo cena gazu w Rosji wynosi pomiędzy 80 i 100 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Mniej płać odbiorcy indywidualni, a trochę więcej przemysł. W latach 2012–2014 Gazprom chce wydać ponad 120 mld USD na inwestycje. Zdaniem ekspertów koncern nie poradzi sobie finansowo z tym ambitnym planem. Mimo potężnego wydobycia nie zapewniono funduszy na podtrzymanie poziomu zasobów



Copyright © TransCanada Corporation. All rights reserved



Copyright © TransCanada Corporation. All rights reserved

Fot. 4. Spawanie magistrali gazowej w Kanadzie

Fot. 5. Gas Control Center (USA)

ów i modernizację starzejącej się infrastruktury przesyłowej. Ze względu na to, że gaz jest tani i względnie łatwo dostępny, Rosjanie mają jeden z najwyższych wskaźników jego zużycia na głowę mieszkańca. Najwięcej konsumuje sektor energetyczny i przemysłowy. Z przyczyn klimatycznych produkcja ciepła i energii elektrycznej per capita jest wysoka. Nie ma też presji na stosowanie energooszczędnych technologii w przemyśle. Rynek wewnętrzny zużywa 65% produkcji. Gazprom i inni producenci tracą na sprzedaży surowca na wewnętrznym rynku. Publikowane dane dotyczące wydobycia wskazują, że pozyskanie gazu kosztuje około 130 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Strata generowana na transakcjach wewnątrz kraju jest więc potężna. Tym większa, im większe będzie zużycie, które w ciągu dziesięciu ostatnich lat zwykowało o 17%. Gazprom nie będzie w stanie sfinansować przyszłych projektów bez uzyskania większych wpływów z wewnętrznego rynku. W związku z tym należy spodziewać się kilkustopniowej podwyżki do końca 2014 r.

Gaz jest używany także jako argument w negocjacjach politycznych. Rosja subsydiuje dostawy do krajów o uprzywilejowanym statusie. Kraje byłego Związku Radzieckiego mogą liczyć

nawet na 200 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Europa Zachodnia płaci średnio od 350 do 450 USD. Gazprom otworzył wiele frontów inwestycyjnych: druga nitka gazociągu Nord Stream, kosztowna magistrala South Stream, pola naftowe na Półwyspie Jamał, Morzu Barentsa i na Dalekim Wschodzie. Spółka rozwija segment LNG, otwierając terminal na Sachalinie i planując następne. Wreszcie zabiega, aby gaz z alternatywnych projektów popieranych przez Unię Europejską, jak Nabucco czy TAP, pojawił się na rynku jak najpóźniej. Gazprom zdaje sobie bowiem sprawę, że pojemność rynku jest ograniczona. Spółka prowadzi negocjacje w sprawie wieloletnich umów z Chinami. Jej pozycja negocjacyjna uległa w ostatnim czasie pogorszeniu, ponieważ korzystne warunki dostaw do Chin zaoferowały Turkmenistan i Kazachstan.

Rosja eksportuje 200 mld m<sup>3</sup> surowca, z czego 13 mld m<sup>3</sup> w formie skroplonej. Największy udział posiadają kraje Unii Europejskiej importujące 110 mld m<sup>3</sup>. Rosja jest także importerem i pozyskuje 32 mld m<sup>3</sup> surowca z krajów Azji Środkowej.

#### Gazociągi

- Gazprom uruchomił pierwszą nitkę gazociągu Nord Stream i prowadzi intensywne prace nad przygotowaniem do budowy South Stream;
- w 2011 r. zakończono prace konstrukcyjne przy budowie gazociągu łączącego Władywostok z wyspą Rosyjską położoną w Kraju Nadmorskim. W 2012 r. odbędzie się tutaj szczyt Euroazjatyckiej Wspólnoty Gospodarczej;
- trwają zaplanowane na dwa lata prace nad budową 972 km gazociągu o średnicy 56" (1422 mm), który będzie tłoczył 80 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie z pola Bowanienkowo. Budowę prowadzi firma Strojgazmontaż;
- ukończono budowę pierwszego międzyregionalnego gazociągu na wschodzie Rosji. Instalacja Sachalin – Chabarowsk – Władywostok ma 1800 km długości i docelowo będzie tłoczył do 30 mld m<sup>3</sup> rocznie.

#### Złóża

- Wydobycie z arktycznego złoża Sztorman, zawierającego ponad 3 bln m<sup>3</sup> gazu, mogłoby ruszyć w 2016 r. Kontrolę nad złożem mają spółki Gazprom (51%), Total (25%) i Statoil (24%);
- Gazprom przejął za niską cenę wynoszącą 770 mln USD złoża Kowykta położone na Syberii. Zasoby pola szacowane są na co najmniej 2 bln m<sup>3</sup>. Złoża może stać się zapleczem surowcowym do eksportu rosyjskiego gazu do Chin.

#### LNG

- Novatek planuje budowę floty składającej się z 10 gazowców, które mają obsługiwać projekt Jamal LNG. Uruchomienie eksportu przewidziano na 2016 r.;
- Total objął za 4 mld USD udziały (20%) w projekcie Jamal LNG;
- na Sachalinie pracuje pierwsza w Rosji instalacja do skraplania gazu. Dostawy zostały wykupione na 25 lat przez azjatyckich odbiorców. Inwestycja kosztowała 3,9 mld USD. Inwestorem jest kompania Sachalin Energy, gdzie 50% należy do Gazpromu, a pozostałe udziały posiada Royal Dutch Shell oraz japońskie spółki – Mitsui i Mitsubishi.

#### AFRYKA

	2010	Świat
Produkcja	209 mld m <sup>3</sup>	6,5 %
Konsumpcja	105 mld m <sup>3</sup>	3,3 %
Zasoby	14,7 bln m <sup>3</sup>	7,8 %

Afryka należy do stosunkowo mało zbadanych obszarów, jeśli chodzi o złoża węglowodorów, i wciąż kryje wiele rezerw. Bilans produkcji i konsumpcji jest dodatni i wynosi 104 mld m<sup>3</sup>. Największymi producentami są Algieria (38,4% udziału w produkcji kontynentu) oraz Egipt (29,3%), a największa dynamika wzrostu notowana jest właśnie w Egipcie oraz w Nigerii. Pośród krajów afrykańskich Egipt przoduje pod względem zużycia gazu. Handel rurociągami pomiędzy afrykańskimi krajami jest niewielki. Najwięcej w ten sposób sprowadzają RPA (3 mld m<sup>3</sup>) oraz Tunezja (1,2 mld m<sup>3</sup>). Eksport poza granicę kontynentu odbywa się głównie w formie skroplonej. Liderami w tej kategorii są Nigeria (23,9 mld m<sup>3</sup> – 5. miejsce w eksporcie LNG na świecie) oraz Algieria (19,3 mld m<sup>3</sup> – 7. miejsce). Największym eksporterem rurociągowym jest Algieria wysyłająca ponad 36 mld m<sup>3</sup> rocznie. Szacunki U.S. Energy Information Administration wskazują, że do 2035 r. wydobycie w regionie podwoi się do 400 mld m<sup>3</sup>, a konsumpcja wzrośnie do 250 mld m<sup>3</sup>. Za wzrost zużycia odpowiadać będzie sektor przemysłowy i energetyczny. Największy potencjał wzrostu, jeśli chodzi o produkcję, mają kraje północnej Afryki, wyprzedzając Afrykę Zachodnią. Nowymi graczami na rynku mogą okazać się Mozambik, Gwinea Równikowa oraz Angola. Niepewne są natomiast perspektywy dla ambitnego projektu budowy gazociągu transsaharyjskiego. Planowano rurociąg o średnicy 48" i długości ponad 4500 km, biegnący z Nigerii przez Niger do algierskich wybrzeży morza Śródziemnego i dalej do Europy. Gazociąg miał być uruchomiony w roku 2016.

#### Najciekawsze odkrycia i projekty zrealizowane w ostatnich latach

##### Algieria

W kwietniu 2010 r. oddano do użytku podmorski gazociąg MEDGAZ o długości 210 km, biegnący z algierskiego portu Beni Saf do Hiszpanii. Zakładana wydajność magistrali wynosi 8,8 mld m<sup>3</sup> rocznie. Właścicielem rury jest konsorcjum utworzone przez algierski koncern Sonatrach, hiszpańskie firmy energetyczne Cepsa, Iberdrola i Endesa oraz francuski GDF Suez. Na realizację tej inwestycji wydano 1 mld EUR.

##### Egipt

Na zlecenie operatora gazowego Nile Valley Gas Company firma Petrojet zrealizowała największą inwestycję rurociągową w tym kraju. Projekt budowy Upper Egypt Gas Pipeline przewidywał położenie 30" (762 mm) rury pomiędzy Kairem i Asuanem. Wartość inwestycji przekroczyła 1 mld USD.

##### Mozambik

Firmy Anadarko i ENI dokonały, niezależnie od siebie, dwóch odkryć nowych złóż u wybrzeży tego kraju. Zasoby szacowane są obecnie na 1,4 bln m<sup>3</sup>.

##### Nigeria

W pierwszym kwartale 2010 r. zakończono prace konstrukcyjne na ważnym dla Zachodniej Afryki gazociągu o długości 680 km, który połączył Nigerię z Ghaną. Gaz będzie transportowany ze złóż w delcie Nigru przez Benin, Togo do Ghany. Wartość projektu trwającego od 2005 r. ocenia się na 1 mld USD. Inwestycję prowadziła West African Pipeline Company.

##### Tanzania

Chiny pożyczą 1 mld USD na budowę gazociągu łączącego południe kraju ze stolicą Dar es Salaam. Budowę infrastruktury

od 2012 r. mają się zająć firmy China Petroleum and Technology Development Company (CPTDC) oraz lokalna Tanzania Petroleum Development.

## AMERYKA POŁUDNIOWA

	2010	Świat
Produkcja	161 mld m <sup>3</sup>	5,0 %
Konsumpcja	148 mld m <sup>3</sup>	4,7 %
Zasoby	7,4 bln m <sup>3</sup>	3,9 %

Kontynent charakteryzuje się niewielką nadwyżką produkcji nad konsumpcją (13 mld m<sup>3</sup>). Największymi producentami są wyspiarski Trynidad i Tobago oraz Argentyna, które odpowiadają za ponad 50% wydobycia na kontynencie. Potencjał naftowy, za jakich uchodzą koncerny z Wenezueli i Brazylii, zajmują odpowiednio 3. i 4. miejsce. Najbardziej dynamiczny wzrost produkcji, przekraczający 100%, w ciągu ostatnich dziesięciu lat zanotowały Trynidad oraz Boliwia. Szacunki dla rynku do 2035 r. przewidują wzrost produkcji do 245 mld m<sup>3</sup>. Największy średnioroczny przyrost produkcji spodziewany jest w Brazylii w związku z odkrytymi morskimi złożami gazu w Basenie Santos. Ma przekraczać 6% rocznie. Konsumpcja na kontynencie ma rosnąć w tempie 2,5% rocznie. Największym czynnikiem wzrostu dla zużycia gazu będzie sektor energetyczny. Handel rurociągami na kontynencie jest umiarkowanie rozwinięty. Najwięcej (powyżej 9 mld m<sup>3</sup>) kupuje Brazylia od Boliwii. O wiele bardziej rozpowszechniony jest handel paliwem w postaci LNG. Największym tego typu klientem na kontynencie jest Chile, które kupuje 3 mld m<sup>3</sup>. Eksporterem LNG światowej klasy jest Trynidad i Tobago (6. miejsce na świecie), który wysłał ponad 20 mld m<sup>3</sup> do 21 krajów.

## Główne realizowane projekty w latach 2010–2011

### Argentyna

Koncern YPF ogłosił, że udowodnione zasoby gazu w złożach łupkowych w Argentynie szacuje się na 270 mld m<sup>3</sup>. Złoża odkryto na polach Vaca Muerte w Patagonii. Argentyna jest pierwszym krajem na kontynencie, w którym odkryto tego typu złoża.

### Boliwia

Total dokonał odkrycia złoża Aquio położonego w południowo-wschodniej części Boliwii. Zasoby złoża możliwe do wydobycia szacuje się na ponad 80 mld m<sup>3</sup>. Tym samym zasoby gazu w Boliwii wzrosły do blisko 370 mld m<sup>3</sup>.

Fot. 6. Nord Stream, stacja pomiarowa Greifswald (Niemcy)



## Brazylia

Petrobras zainauguował działanie najdłuższego od 10 lat, nowego gazociągu Southeast Northeast Integration Gas Pipeline (Gasene) o przepustowości 10 mld m<sup>3</sup>. Gazociąg o średnicy 28" (711 mm) i długości 1387 km transportuje gaz z południowo-wschodniej części kraju do stanów północno-zachodnich. Gaz pochodzi z importu z Boliwii lub z procesu regazyfikacji w terminalu LNG w Guanabara Bay. Koncern uruchomił także gazociąg na trasie Cabiunas – Reduc. Magistrala o długości 179 km i średnicy 38" (965 mm) ma zdolności transportowe na poziomie 40 mln m<sup>3</sup> dziennie. Źródłem surowca dla gazociągu będą złoża zlokalizowane w basenach Campos i Espirito Santo, ale także terminal importowy LNG w Guanabara Bay.

## Peru

Zakończono inwestycję związaną z udostępnieniem złoża gazu Camisea, zlokalizowanego na terenie puszczy amazońskiej. Powstały dwa gazociągi o łącznej długości 1300 km. W 2010 r. otwarto terminal eksportowy LNG. Szacowane zasoby złoża to ponad 300 mld m<sup>3</sup> gazu. Projekt zarządzany jest przez konsorcjum firm: TGP, Pluspetrol oraz Hunt Oil.

## Trynidad i Tobago

Powstał gazociąg North – Eastern Offshore (NEO), który służy do transportu gazu ziemnego z pola Angostura. Rurociąg o średnicy 36" (914 mm) będzie miał 93,5 km długości, z czego 83 km sekcji morskiej. Operatorem złoża Angostura jest konsorcjum firm złożone z BHP Billiton (45%), Talisman (25%) oraz Total (30%).

## Urugwaj

Przedstawiono plany budowy terminalu importowego LNG. Jego lokalizację przewidziano w pobliżu Montevideo. Terminal posłuży do importu gazu, który będzie używany na rynku urugwajskim i argentyńskim. Do transferu gazu do Argentyny wykorzystano zostanie rurociąg Cruz del Sur Gas o długości blisko 200 km.

## Wenezuela

Koncern ENI odkrył złoża gazu na szelfie wenezuelskim. Zawierają one nawet 500 mld m<sup>3</sup> surowca. W tym rejonie poszukiwań głębokość wody sięga 70 m, a miąższość warstwy gazonośnej wynosi 210 m.

## AMERYKA PÓŁNOCNA

	2010	Świat
Produkcja	826 mld m <sup>3</sup>	25,8%
Konsumpcja	846 mld m <sup>3</sup>	26,7%
Zasoby	9,9 bln m <sup>3</sup>	5,3%



Kontynent osiągnął w 2010 r. nieznaczny ujemny bilans. Nadwyżka konsumpcji nad produkcją wyniosła około 20 mld m<sup>3</sup>. Uzależnienie od zewnętrznych dostaw zmniejsza się z każdym rokiem. Bardzo dynamiczny rozwój sektora gazu ze złóż niekonwencjonalnych przyczynił się do wyraźnego wzrostu produkcji oraz spadku cen hurtowych. Ceny surowca na rynku amerykańskim są najniższe na świecie. Stany Zjednoczone są też najbardziej rozwiniętym rynkiem na świecie. Spółki wiertnicze i wydobywcze charakteryzują się najwyższym poziomem technologicznym, zwłaszcza w obszarze wierceń kierunkowych i techniki szczelinowania hydraulicznego. USA odpowiadają za mniej więcej 1/5 światowej produkcji i konsumpcji. Według U.S. Energy Information Administration produkcja w USA pochodzi obecnie w 58% z zasobów złóż niekonwencjonalnych i 42% ze złóż klasycznych. Przewaga na korzyść shale gas, tight gas i CBM będzie się zwiększać z każdym rokiem. Projekcja na rok 2035 przewiduje wzrost całkowitego wydobycia z 611 do 750 mld m<sup>3</sup>, w tym udział złóż niekonwencjonalnych wzrośnie do 75%. Kanada (3. producent gazu na świecie) jest również (w podobnym stopniu co południowy sąsiad) zaangażowana w produkcję ze złóż niekonwencjonalnych. Pozyskuje z nich 35% surowca. W 2035 r. Kanada może produkować 250 mld m<sup>3</sup>. Średni przewidywany wzrost konsumpcji gazu na kontynencie ma wynosić 1% w skali roku, przy czym ten wzrost będzie wyższy w Kanadzie. Stany Zjednoczone i Kanada prowadzą intensywną wymianę handlową. Amerykanie kupują z Kanady 92 mld m<sup>3</sup> i zarazem eksportują w innych częściach kraju ponad 20 mld m<sup>3</sup>. Transport między krajami odbywa się głównie za pomocą rurociągów. Import (2010 r.) w postaci LNG stanowił w skali całego kontynentu 14%, z czego 12 mld m<sup>3</sup> kupiły Stany Zjednoczone, 5,7 mld m<sup>3</sup> Meksyk, a 2 mld m<sup>3</sup> Kanada. Jeszcze w 2011 r. oddawano do użytku terminale importowe, teraz rynek wskazuje na tendencję przeciwną. Spółki paliwowe planują eksport LNG i budowę dodatkowych magazynów gazu. Opublikowane przez Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation analizy wskazują, że udostępnienie złóż, budowa zbiorników podziemnych o pojemności 20 mld m<sup>3</sup> i infrastruktury przesyłowej wymaga inwestycji w ciągu najbliższych 20 lat na poziomie 130 – 210 mld USD. Poniżej zestawiono listę najciekawszych projektów wydobywczych i rurociągowych. Wzmiankowane są także najbardziej spektakularne transakcje kapitałowe.

#### Gazociągi

- Firma El Paso Corporation uruchomiła gazociąg Ruby o średnicy 42" (1067 mm) i długości 1094 km. Rurociąg o przepustowości 15 mld m<sup>3</sup> rocznie biegnie pomiędzy hubem gazowym Opal w Wyoming i Malin w Oregonie, przemierzając także stany Utah i Nevada. Budowę rozpoczęto w lipcu 2010 r.;
- koncern BP sprzedał sieć 4 tys. km gazociągów w Kanadzie i środkowych stanach USA za 1,67 mld USD. Nabywcą jest spółka Plains Midstream Kanada;
- rozpoczęto budowę 42" gazociągu Fayetteville Express, który jest wspólnym przedsięwzięciem firm Energy Transfer Partners i Kinder Morgan Energy Partners. Rurociąg będzie eksportował 20 mld m<sup>3</sup> gazu łupkowego z rejonów Fayetteville w Arkansas do stanu Missisipi. Koszt projektu to 1,2 mld USD;
- powstał projekt budowy gazociągu Mackenzie Valley, który miałby przebiegać znad Morza Beauforta, przez północno-zachodnie tereny Kanady aż do stanu Alberta. Szacunkowe dane o zasobach gazu w rejonie delty rzeki Mackenzie mówią o 1,9 bln m<sup>3</sup>. Długość planowanej magistrali to 1196 km. Przepustowość rurociągu jest szacowana na poziomie 20 mld m<sup>3</sup> rocznie. Wartość projektu przekracza 16 mld CAD. Rozpoczę-

cie budowy planowane jest na 2014 r.

#### Gaz łupkowy

- Total odkupił za 0,9 mld USD od Chesapeake Energy 25% udziałów w złożu Utica w stanie Ohio. Francuska spółka zamierza później zainwestować 1,4 mld USD w prace wiertnicze na tym polu;
- australijska spółka wydobywcza, BHP Billiton przejęła za 12 mld USD firmę z sektora gazowego Petrohawk Energy, dysponującą znaczącymi złożami w Teksasie i Luizjanie oraz siecią rurociągów. Wcześniej BHP Billiton zapłacił 4,7 mld USD za nabycie wszystkich udziałów Chesapeake Energy Corporation w złożu gazu łupkowego Fayetteville w Stanach Zjednoczonych;
- południowoafrykański koncern paliwowy Sasol zakupił 50% udziałów w złożach łupkowych w basenie Montney w Kolumbii Brytyjskiej. Sprzedającym jest spółka Talisman Energy. Wartość transakcji to 1,08 mld USD;
- Chevron przejął za 3,2 mld USD spółkę Atlas Energy, która posiada licencję na prowadzenie eksploatacji gazu łupkowego na polach Marcellus w Pensylwanii. Złoża te należą do największych tego typu w USA;
- chińska spółka CNOOC Limited zakupiła w 2010 r. od firmy Chesapeake Energy – lidera technologii wydobycia gazu łupkowego, 33,3% akcji w teksaskich złożach Ford Eagle. Dzięki temu Chińczycy będą mogli poznać technologię eksploatacji tych niekonwencjonalnych źródeł gazu.

#### AUSTRALIA I OCEANIA

	2010	Świat
Produkcja	60 mld m <sup>3</sup>	1,9 %
Konsumpcja	37 mld m <sup>3</sup>	1,1 %
Zasoby	3,5 bln m <sup>3</sup>	1,9 %

Australia jest niewątpliwie regionem samowystarczalnym. Nadwyżka produkcji nad konsumpcją wynosi ponad 23 mld m<sup>3</sup>. Eksport odbywa się w 100% w postaci skroplonej. Głównymi klientami obecnie są Japonia (17,6 mld m<sup>3</sup>) oraz Chiny (5,2 mld m<sup>3</sup>). Najważniejszym wewnętrznym odbiorcą jest sektor przemysłowy, który odpowiada za 60% konsumpcji oraz sektor energetyczny (20%). Szacunki U.S. Energy Information Administration wskazują, że do 2035 r. wydobycie w regionie wzrośnie do 160 mld m<sup>3</sup>, a Australia umocni się na liście największych eksporterów LNG. Obecnie zajmuje na niej 4. miejsce z 8% udziałem. Trwają prace konstrukcyjne nad kilkoma nowymi projektami LNG.

#### Gorgon LNG

Projekt o wartości 42 mld USD należy do firm Chevron, Shell i ExxonMobil. Na wyspie Barrow u zachodnich wybrzeży powstanie terminal do skraplania gazu ziemnego. Obecnie trwają prace związane z udostępnieniem złóż morskich, budową instalacji rurociągowych i terminali. Wydobycie gazu ze złoża Gorgon powinno rozpocząć się w 2015 r. Wielkość rocznego wydobycia szacowane jest na 15 mld m<sup>3</sup>. Zasoby złoża oceniane są na 1 bln m<sup>3</sup>. Długoletnie kontrakty na odbiór gazu zostały podpisane z PetroChina (2,25 mln t LNG rocznie) oraz Petronet z Indii (1,5 mln t rocznie).

#### Ichthys LNG

Projekt o wartości 20 mld USD jest rozwijany przez spółki Inpex z Japonii i Total z Francji. Do 2017 r. w Darwin powstanie

kompleks produkujący 8,4 mln t LNG i 1,6 mln t LPG rocznie. Zasoby morskiego złoża szacowane są na 400 mld m<sup>3</sup>.

#### Queensland Curtis LNG

Projekt Queensland Curtis LNG we wschodnim stanie Queensland rozwijany m.in. przez BG Group kosztem 15 mld USD. Zakłada się, że do końca 2014 r. powstanie na wyspie Curtis instalacja skraplania gazu o wydajności 8,5 mln t rocznie wraz z niezbędną infrastrukturą rurociągową. Źródłem gazu są złoża węgla. W planach jest powstanie 580 km rurociągów, w tym 543 km o średnicy 42". Dotychczas podpisano kontrakt na dostawę skroplonego surowca do Chile, Chin, Japonii i Singapuru.

#### AZJA

	2010	Świat
Produkcja	1074 mld m <sup>3</sup>	33,6 %
Konsumpcja	996 mld m <sup>3</sup>	31,4 %
Zasoby	101,2 bln m <sup>3</sup>	54,1 %

Największy kontynent odpowiada za trzecią część konsumpcji i produkcji na świecie. Posiada też ponad połowę udowodnionych zasobów i to bez uwzględniania azjatyckich złóż położonych w Rosji. W tej części świata obserwujemy też najbardziej dynamiczny wzrost rynku gazowego. W ciągu ostatniej dekady produkcja gazu w rejonie Zatoki Perskiej wzrosła o 120%, a w rejonie Pacyfiku o 80%. Wolniej rośnie wydobywanie w krajach Środkowej Azji. Analogicznie po stronie konsumpcji mamy do czynienia z podobną stopniową skalą wzrostu. W pierwszej dekadzie światowych producentów mamy pięć krajów z tego kontynentu: Iran, Katar, Chiny, Arabię Saudyjską i Indonezję. Do tego grona może w niedługim czasie dołączyć Turkmenistan, którego zasoby zostały w ostatnim czasie znacząco zwiększone dzięki nowym badaniom geologicznym. Największymi eksporterami na kontynencie są Katar, Indonezja i Malezja, które handlują głównie gazem skroplonym. Te trzy kraje odpowiadają za 47% dostaw LNG na świecie. W Azji zakończono ostatnio budowy kilku ważnych magistral gazowych, a wiele projektów jest w fazie konstrukcyjnej. Zapewnią one transport dla najbardziej chłonnych rynków, jakimi wydają się być Chiny, Indie i Europa. Wzrost produkcji zapowiada Iran, który planuje kolejne etapy udostępnienia złoża Południowy Pars. Jednak sankcje nałożone na ten kraj spowodowały spowolnienie programu inwestycyjnego. Iran nie może też pozyskać technologii niezbędnej do budowy terminali skraplania gazu. Najwięcej gazu na kontynencie zużywają gospodarki Iranu, Chin i Japonii. Chiny powinny zostać regionalnym liderem w tej klasyfikacji już w 2012 r. Bardzo szybko wzrasta zapotrzebowanie na paliwo gazowe w innych dynamicznie rozwijających się gospodarkach azjatyckich: Indiach, Wietnamie, Tajwanie i Singapurze. W perspektywie do roku 2035 kraje należące do OECD będą zużywać co roku średnio o 0,5% więcej. W Japonii i Korei Południowej dominującą rolę będzie odgrywał sektor wytwarzania energii (ponad 50% konsumpcji). Chiny i Indie będą zużywać łącznie o 280 mld m<sup>3</sup> więcej niż w 2010 r. Kraje położone wokół Zatoki Perskiej (Middle East) podwoją swoją konsumpcję przy oczekiwanym średnim wzroście na poziomie 2,5% rocznie. W krajach tego regionu dominującą pozycję utrzyma sektor przemysłowy.

#### Najciekawsze projekty z lat 2010–2011

##### Azerbejdżan

Turecka spółka Botas i azerski SOCAR podpisały w grudniu

2011 r. umowę o wspólnej budowie gazociągu do Europy. Inwestycja warta około 5 mld USD ma ruszyć szybciej niż Nabucco – w 2017 r. U wybrzeży Morza Kaspijskiego znaleziono duże złoża gazu ziemnego. Zasoby złoża Abszeron szacuje się na nie mniej niż 350 mld m<sup>3</sup> gazu oraz 45 mln t kondensatu gazowego. Operatorem złoża jest francuski koncern Total.

##### Chiny

- Co roku zwiększają się chińskie zasoby gazu w złożach węgla i od niedawna także gazu łupkowego;
- od 2014 r. państwa Azji Środkowej mają zamiar zwiększyć dostawy gazu do Chin o około 60%, tak aby osiągnąć 65 mld m<sup>3</sup> rocznie;
- zakończono budowę drugiego gazociągu West – East w Chinach. Wartość inwestycji prowadzonej przez koncern CNPC wyniosła 23 mld USD. Najdłuższy prawdopodobnie gazociąg o długości 8700 km i średnicy 48" (1219 mm) będzie tłoczył 30 mld m<sup>3</sup> surowca z Turkmenistanu do wschodnich chińskich prowincji;
- China Petroleum and Chemical Corporation uruchomiła nowy rurociąg o długości 1702 km. Magistrala przebiega przez osiem prowincji, docierając do kilku ważnych miast, w tym: Chongqing, Zhejiang, Hubei i Szanghaju. Gazociąg kosztował 9,2 mld USD;
- China National Petroleum Corporation oraz kazachska KazMunaiGas zawarły porozumienie dotyczące zaprojektowania, sfinansowania i budowy nitki C gazociągu łączącego obydwa kraje. Budowa rurociągu o długości 1475 km ma rozpocząć się w połowie 2012 r., a planowane dostawy gazu zostaną uruchomione w pierwszym kwartale 2014 r.;
- PetroChina planuje duży magazyn gazu w północnych Chinach o pojemności 12 mld m<sup>3</sup>. Instalacja powstanie na złożu Changqing, w prowincji Shaanxi.

##### Indie

Hinduska spółka państwowa Oil and Natural Gas Corporation zainwestuje 7,7 mld USD w rozwój złoża gazowego Krishna-Godavari. Firma w ciągu pięciu lat chce uzyskać z niego produkcję na poziomie 30 mln m<sup>3</sup> surowca dziennie.

##### Irak

Rząd ogłosił przetarg na eksploatację trzech pól gazowych: Akkas, Siba i Mansuria. Szacuje się, że łączna wielkość zasobów gazu w tych trzech złożach wynosi 317 mld m<sup>3</sup>. Możliwe, że część gazu z Iraku będzie przesyłana projektowanym gazociągiem Nabucco.

##### Iran

Zaawansowana jest budowa 1100 km gazociągu o średnicy 56" (1422 mm), który przebiega ze złoża Południowy Pars do Pakistanu. Gazociąg powinien dostarczać 30 mln m<sup>3</sup> surowca dziennie. Całkowite koszty budowy wynoszą 3,5 mld USD, z czego po stronie Iranu około 2 mld USD. Hinduska państwowa spółka Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) udostępni za 5 mld USD złoża Farzad położone na Zatoce Perskiej. Jego zasoby oceniane są na 600 mld m<sup>3</sup>.

##### Izrael

Noble Energy zagospodaruje odkryte w 2009 r. złoża gazu Tamar, położone na szelfie Morza Śródziemnego należącym do Izraela. Zasoby pola szacuje się na ponad 200 mld m<sup>3</sup>. Całkowity koszt projektu szacuje się na 3 mld USD.



Fot. 7. Platforma na złożu Statfjord (Morze Północne)

### Jemen

Total uruchomił terminal eksportowy LNG, który będzie zasilany z lokalnego złoża gazu Marib-Jawf położonego na północny wschód od Sanaa i ocenianego na 270 mld m<sup>3</sup>. Wartość całej inwestycji szacuje się na 5 mld USD.

### Katar

Podpisano umowę z amerykańskim koncernem ExxonMobil o eksploatacji złoża gazu Barzan. Szacunkowe koszty tego projektu wynoszą 8,6 mld USD. Wydobycie na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> ma ruszyć w 2014 r. Qatar Petroleum oraz ExxonMobil uruchomiły jeden z największych i najnowocześniejszych zakładów produkujących LNG na świecie. Instalacje o nazwie Qatargas 2 Train 4 i 5 położone są w katarskiej miejscowości Ras Laffan. Każda z tych dwóch jednostek ma zdolności produkcyjne na poziomie 7,8 mln t skroplonego surowca rocznie. Gaz pochodzi ze złoża North Dome.

### Korea Południowa

KOGAS podpisał kolejne wieloletnie umowy na dostawę LNG ze spółkami Repsol oraz EDF Suez. Koreańska firma jest największym światowym importerem gazu skroplonego.

### Kuwejt

Royal Dutch Shell pozyskał kontrakt dotyczący udostępnienia złóż gazu położonych w północnej części kraju. Wzrastające zapotrzebowanie na gaz w Kuwejcie spowodowało, że ten kojarzony z bogatymi złożami kraj importuje gaz w postaci skroplonej LNG. Shell ma zagwarantować wydobycie na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> rocznie.

### Turkmenistan

Według danych niezależnej brytyjskiej firmy audytorskiej Gaffney, Cline and Associates zasoby złoża Południowy Jolotan zawierają 21 bln m<sup>3</sup> gazu. Nie ma jednak dotąd potwierdzenia tych szacunków. Tymi zasobami ma być zasilany od 2015 r. gazociąg East – West o długości 1000 km biegnący do wybrzeża Morza Kaspijskiego. Koszt budowy magistrali o przepustowości 30 mld m<sup>3</sup> wynosi 2 mld USD. Rząd podpisał też porozumienie z Afganistanem, Pakistanem i Indiami w sprawie budowy gazociągu TAPI. Nowy rurociąg będzie miał około 2000 km długości, a jego przepustowość wyniesie 30 mld m<sup>3</sup> surowca rocznie. Zakończenie budowy zaplanowano na 2014 r.

### Uzbekistan

Rosyjski Lukoil zamierza eksportować z tego kraju do Chin 15 mld m<sup>3</sup> surowca rocznie. Spółka jest większościowym udziałowcem w wielu uzbeckich złożach.

### ZEA

Spółki Occidental Petroleum oraz Saipem otrzymały intratne kontrakty przy udostępnianiu największego złoża gazowego w Emiratach. Pole Shah należy do państwowej spółki Abu Dhabi National Oil Company.

### Podsumowanie

Jak wynika z przedstawionej analizy, w ostatnim dziesięcioleciu był tylko jeden rok (2009), w którym rynek gazu zanotował regresję. Jednak lata 2010–2011 przyniosły wyraźne ożywienie i wzrost wszystkich istotnych wskaźników dla rynku, takich jak: produkcja, konsumpcja, handel międzynarodowy, pojemności podziemnych magazynów. Obserwuje się kilka ciekawych tendencji: wzrost zainteresowania eksploatacją gazu ze złóż niekonwencjonalnych, ekspansja sektora LNG, dążenie do dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia oraz głębokie rozwarstwienie cen na rynku. W nadchodzących latach będziemy mieć do czynienia ze wzrostem konkurencji po stronie dostawców na najbardziej rozwiniętych rynkach, w tym europejskim. LNG jako bardziej elastyczna metoda dostaw może być preferowana w niektórych rejonach świata, zwłaszcza w regionie Azji – Pacyfiku. Jeśli chodzi o inwestycje w podziemne magazyny gazu, to należy się ich spodziewać zarówno wśród producentów, w krajach tranzytowych, jak i krajach o najwyższej konsumpcji. Nakłady na ten sektor przekroczą zapewne kilkadziesiąt mld USD i będą najwyższe do roku 2020. ■

### Literatura

- [1] BP Statistical Review June 2011 – [www.bp.com](http://www.bp.com).
- [2] Cedigaz – Natural Gas In the World – December, 2011 – [www.cedigaz.org](http://www.cedigaz.org).
- [3] CIA WorldFactbook – [www.cia.gov](http://www.cia.gov).
- [4] Eurogas – Statistical Report 2011 – [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org).
- [5] International Energy Consultants – Global LNG and Gas Market Study – [www.energyconsultants.com.au](http://www.energyconsultants.com.au).
- [6] International Energy Outlook 2011 – U.S. Energy Information Administration.
- [7] Key World Energy Statistics 2011 – International Energy Agency – [www.iea.org](http://www.iea.org).
- [8] World Energy Outlook 2011 – International Energy Agency – [www.iea.org](http://www.iea.org).
- [9] Sylvie Cornot-Gandolphe i inni – The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (Pipeline, LNG, GTL) – World Gas Conference, Tokio, 2003.
- [10] David Jacobs – The Global Market for Liquefied natural Gas 2010 – Reserve Bank of Australia.
- [11] Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek – Kierunki dostaw gazu dla Europy – stan aktualny i tendencje przyszłościowe – Kraków, 2007.
- [12] Strony internetowe producentów gazu ziemnego.
- [13] LNG World News – [www.lngworldnews.com](http://www.lngworldnews.com).
- [14] Oil and Gas Journal – [www.ogj.com](http://www.ogj.com).
- [15] Pipelines International – [www.pipelinesinternational.com](http://www.pipelinesinternational.com).
- [16] Portal [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com).

# Pierwszy polski terminal LNG

Agata Sumara  
Paliwa i Energetyka



W 2014 r. w Świnoujściu zostanie uruchomiony pierwszy w Polsce i równocześnie w naszej części Europy terminal LNG. Dzięki temu możliwy będzie odbiór gazu w postaci skroplonej w ilości 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, z możliwością rozbudowy do 7,5 mld m<sup>3</sup>

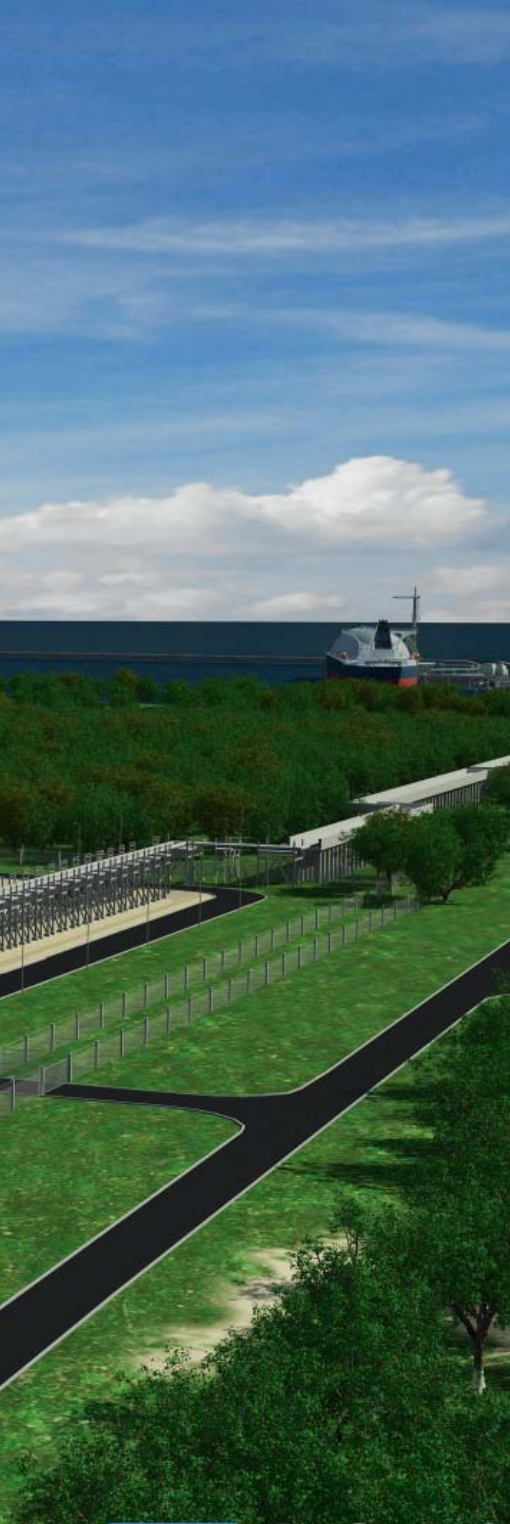
## Dlaczego LNG?

Naukowcy już od lat 20. XIX w. pracowali nad metodami umożliwiającymi skraplanie różnych gazów. Technologię skraplania gazu ziemnego po raz pierwszy zastosowano w Stanach Zjednoczonych. Instalacja taka zaczęła działać w Zachodniej Wirginii w 1917 r., zaś w 1941 r. pierwszą komercyjną instalację zbudowano w Cleveland, w amerykańskim stanie Ohio. Otrzymany produkt zaczęto określać jako liquefied natural gas. Dziś na całym świecie nazywa się go w skrócie LNG. Podczas procesu zmiany skupienia gazu pod wpływem ciśnienia i temperatury wynoszącej około minus 160°C usuwane są z niego zanieczyszczenia, dzięki czemu paliwo to jest bardziej ekologiczne. Po przetransportowaniu paliwa na miejsce odbywa się jego regazyfikacja, czyli przywrócenie stanu lotnego pod wpływem ogrzewania.

Transporty gazu tankowcami rozpoczęły się w styczniu 1959 r. od pionierskiego kursu z Luizjany do Canvey Island w Wielkiej

Brytanii. Po sukcesie dostaw z USA Brytyjczycy zaczęli na coraz większą skalę importować LNG z Algierii, skąd pierwszy transport odebrano w 1964 r. W owym czasie Algieria wiodła prym wśród światowych eksporterów gazu ziemnego w postaci skroplonej. W kolejnych latach zainteresowanie takim gazem sukcesywnie rosło na całym świecie, a obecnie jego udział w globalnej konsumpcji wynosi około 20%. Szczególnie zainteresowane LNG od samego początku były kraje azjatyckie, zwłaszcza Japonia i Korea.

Wzrost zapotrzebowania na zwiększone dostawy gazu, a w tym gazu LNG zwłaszcza na obszary, gdzie transport gazociągami jest utrudniony, związane jest z postępami w rozwoju energetyki i gospodarki. Znaczny wpływ na rozwój rynku gazu skroplonego ma też lokalizacja złóż. W wielu przypadkach korzystniejsze cenowo jest przetwarzanie surowca i transportowanie go drogą morską niż budowa rurociągów. Również dla odbiorców w wielu krajach dostawy tankowcami są bardziej opłacalne. To automatycznie po-



woduje rozbudowę przemysłu w zakresie produkcji specjalnych tankowców. Wg Maritime Business Strategies w 2006 r. użytkowano 204 tego typu jednostki, a do 2010 r. zbudowano ponad 140 takich statków. Możliwości transportowe tankowców zwanych metanowcami mieszczą się w zakresie od kilkudziesięciu do około 250 tys. m<sup>3</sup> gazu skroplonego, chociaż w produkcji znajdują się statki o jeszcze większej pojemności. Liczby te obrazują, jak wielkie jest na świecie zapotrzebowanie na LNG.

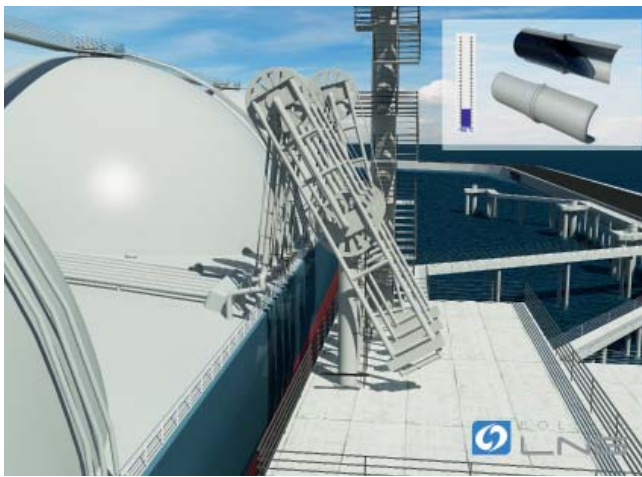
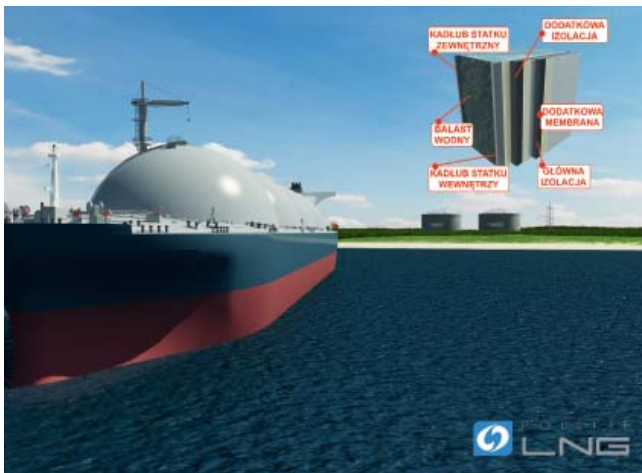
Na korzyść skraplania gazu przemawia wiele czynników, a wśród nich: łatwość realizacji dostaw, wydajność (skroplenie powoduje zmniejszenie objętości gazu około 600 razy), transport i magazynowanie (przesył i przechowywanie LNG jest tańsze niż gazu ziemnego), aspekty ekologiczne (stosunkowo niska emisja zanieczyszczeń do atmosfery). Biorąc pod uwagę nawet tylko te wymienione czynniki, okazuje się, że korzyści ze skraplania gazu ziemnego są bardzo duże. Wiele krajów uzupełnia swoje zapotrzebowanie na gaz właśnie dostawami LNG, które traktowane są

jako rozwiązanie alternatywne wobec dostaw surowca gazociągami. Możliwość importu korzystnie wpływa na zwiększenie niezależności energetycznej. Dostawy można realizować praktycznie od każdego eksportera na świecie. Największą na świecie ilością terminali LNG dysponuje Japonia, a w Europie Hiszpania.

### Terminal gazu skroplonego w Świnoujściu

Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju było głównym czynnikiem, który przemawiał na korzyść inwestycji, która umożliwi odbiór gazu ziemnego w postaci skroplonej z wielu źródeł. W ten sposób będzie można zabezpieczyć około 30% obecnego krajowego zapotrzebowania na gaz. Równocześnie powstaną warunki do sprzedaży odbieranego w porcie gazu do innych krajów europejskich, z którymi Polska jest lub będzie połączona gazociągami.

Polski terminal LNG jest unikatową pod względem technologicznym inwestycją w południowo-wschodniej części Europy.



Świnoujście zostało wybrane jako lokalizacja dla terminalu m.in. z uwagi na uregulowaną sytuację prawną gruntów pod budowę, niższe koszty inwestycji, krótszą drogę transportu LNG, większe zapotrzebowanie na gaz w północno-zachodniej Polsce. Budowa realizowana jest na prawym brzegu rzeki Świny. Ze względu na środowisko naturalne oraz zabytkowe forty i bunkry, terminal powstaje w odległości około 750 m od linii brzegowej. Powierzchnia zapewniona pod jego budowę to 48 ha.

W ramach projektu, w efekcie którego powstanie gazoport, zbudowany zostanie terminal LNG służący do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, falochron na Morzu Bałtyckim, gazociąg przyłączeniowy i przesyłowy oraz pozostała niezbędna infrastruktura. Falochron zbudowany ze stali, betonu i kamienia będzie mieć długość około 3 km. Na infrastrukturę zapewniającą dostęp do nowego portu zewnętrznego złożą się też: tor podejściowy, obrotnica dla statków oraz ostroga dobudowana do istniejącego falochronu. Wykonanie falochronu, ostrogi i pogłębienie dna spowoduje powstanie basenu portowego, a następnie nabrzeża przystosowanego do przyjmowania metanowców przewożących LNG. Możliwość przesyłania paliwa z gazoportu umożliwi gazociąg przyłączeniowy o długości około 6 km (od Warszawy do Łunowa) oraz przesyłowy mierzący około 74 km (ze Świnoujścia do Szczecina).

Założono, że w początkowej fazie działania terminal będzie służył do odbioru 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, a docelowo jego możliwości zostaną zwiększone do 7,5 mld m<sup>3</sup>. Wielkość dwóch zaprojektowanych zbiorników kriogenicznych odpowiada standardom światowym – będą mieć 40 m wysokości, średnicę wynoszącą 80 m, a pojemność każdego wyniesie 160 tys. m<sup>3</sup>. Zgodnie z harmonogramem budowa terminalu powinna zakończyć się do 30 czerwca 2014 r.

Na razie spółka Polskie LNG podpisała umowę z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem, które zarezerwowało około 65% mocy terminalu. Do zagospodarowania pozostało około 35% jego mocy. Prawdopodobnie pod koniec roku zostanie ogłoszony przetarg w tej sprawie. Podobna inicjatywa była już podejmowana, jednak przetarg został zamknięty, gdyż zgłosiła się tylko jedna firma, ale i z nią nie było możliwości podpisania umowy, bo na przeszkodzie stanęły powody formalne. Kolejnym razem spółka ma zaproponować ofertę, w której uwzględniona zostanie zintegrowana taryfa regazyfikacyjno-przesyłowa. Warunki poprzedniej oferty nie były dla firm korzystne, a taryfy regazyfikacyjną i przesyłową wówczas rozdzielono.

## Inwestor i wykonawcy

W realizację projektu, w efekcie którego powstanie gazoport, zaangażowane są: Polskie LNG S.A., do którego należy budowa i eksploatacja terminalu LNG; Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. – odpowiedzialny za budowę gazociągu na trasie Świnoujście – Szczecin, łączący terminal z systemem przesyłowym; Urząd Morski w Szczecinie, organizujący infrastrukturę zapewniającą dostęp do portu zewnętrznego oraz Zarząd Portów Morskich Szczecin i Świnoujście, odpowiedzialny za infrastrukturę portową.

Prace projektowe zlecono konsorcjum, któremu przewodziła kanadyjska firma SNC Lavalin Services Ltd. Opracowanie projektu zakończyło się w 2009 r. W połowie lipca 2010 r. zawarto umowę z wykonawcą prac budowlanych, a zostało nim konsorcjum utworzone przez: Saipem S.p.A. z Włoch, Saipem S.A. z Francji, Techint Compagnia Technica Internazionale S.p.A. z Włoch, Snamprogetti Canada Inc. z Kanady, PBG S.A. i PBG Export sp. z o.o. Za nadzór nad inwestycją odpowiada konsorcjum firm WS Atkins Polska



sp. z o.o. i Atkins Ltd.

W 2007 r. Urząd Morski w Szczecinie rozpoczął realizację największej w swojej historii inwestycji hydrotechnicznej, czyli budowę infrastruktury nowego portu zewnętrznego w Świnoujściu. Na wykonawcę tych prac wybrano konsorcjum firm: Boskalis International B.V., HOCHTIEF Construction AG, HOCHTIEF Polska sp. z o.o., Per Aarsleff A/S, Aarsleff sp. z o.o. i Korporacja Budowlana DORACO sp. z o.o.

ZMPSiŚ S.A. odpowiada za budowę infrastruktury portowej, niezbędnej do przesyłu gazu LNG w części morskiej. Prace w tym zakresie rozpoczęły się w połowie 2010 r., a zakończone mają zostać zgodnie z umową w listopadzie tego roku. Główne zadanie powierzono konsorcjum firm: Josef Möbius Bau AG, Johann Bunte Bauunternehmung GmbH & Co. KG, E. Pihl & Son A.S.

Zgodnie z szacunkami z 2006 r. koszt budowy terminalu miał wynieść ponad 4 mld zł, a całą kwotę miało zagwarantować państwo. Rozstrzygnięcia kolejnych przetargów spowodowały, że koszty zmniejszyły się do około 2,8 mld zł. Po decyzji KE z października ubiegłego roku okazało się, że łączna suma uzyskanych dotacji stanowi około 45%. Była to bardzo dobra wiadomość, bo takie obniżenie kosztów ma mieć wpływ na obniżenie taryfy usług regazyfikacyjnych, a w konsekwencji ceny gazu.

## Budowa terminalu

Plac budowy wykonawca przejął 17 września 2010 r. Podczas uroczystości związanej z podpisaniem kontraktu Minister Skarbu Państwa, Aleksander Grad powiedział „Zawarcie tej umowy, a wcześniejsze przyjęcie specjalnej ustawy, która reguluje i upraszcza procedury związane z budową terminalu, uzyskanie decyzji środowiskowych i pozwolenie na budowę świadczą, że dotychczasowe wieloletnie mówienie o potrzebie dywersyfikacji się skończyło – teraz staje się faktem. Budowa terminalu LNG zapewni Polsce większą niezależność w wyborze dostawcy gazu ziemnego, bo dzięki niemu będziemy mogli odbierać gaz drogą morską i realizować kontrakt zawarty z Katarom. Realizowana przez nas inwestycja to pierwsze tego typu przedsięwzięcie w naszej części Europy”.

W marcu 2011 r. odbyło się wmurowanie kamienia węgielnego pod budowę terminalu LNG w Świnoujściu. Podczas tej uroczystości premier Donald Tusk powiedział: „Jesteśmy w miejscu, które przejdzie do historii najbardziej ambitnych marzeń, jakie Polacy mieli w ostatnich latach. Gazoport to element całego ciągu przedsięwzięć, które mają złożyć się na bezpieczeństwo energetyczne Polaków i bezpieczeństwo energetyczne całej Europy (...). To

jest prawdziwa dywersyfikacja. Za tym dziwnym słowem kryje się bezpieczeństwo i rzeczwiśta niezależność od jednego źródła dostawy gazu”.

Podczas budowy ścian zbiorników stosowano metodę określaną jako *slip forming*. Polega ona na betonowaniu ciągłym za pomocą szalunku ślizgowego. Proces ten trwa przez całą dobę. Dzienny postęp w korzystnych warunkach atmosferycznych wynosi ponad 2 m. Do budowy dwóch zbiorników potrzeba około 20 tys. m<sup>3</sup> betonu. Betonowanie ścian pierwszego z nich zakończono na początku listopada ubiegłego roku, a drugiego z końcem tego samego miesiąca. Proces budowania ścian trwał niecałe dwa miesiące. Świnoujskie zbiorniki kriogeniczne są największymi i najważniejszymi elementami tej inwestycji. Należą też do największych tego typu obiektów w Europie. Wkrótce rozpocznie się bardzo skomplikowana technicznie operacja – podnoszenie kopuł zamykających zbiorniki oraz montaż stalowego płaszcza ochronnego, stanowiącego najważniejszy element wewnątrz tych monumentalnych obiektów – informuje spółka Polskie LNG.

## Specjaliści LNG

W marcu 2011 r. odbyło się uroczyste otwarcie Europejskiego Centrum Szkoleniowego LNG (ECSLNG) na szczecińskiej Akademii Morskiej, współpracującej w tym zakresie z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie. Minister Skarbu Państwa – Aleksander Grad podczas inauguracji podkreślił „(...) dalekowzroczność i współpracę ludzi nauki i ludzi biznesu, którzy potrafili przewidzieć nadchodzące potrzeby i zaprojektowali Europejskie Centrum Szkolenia LNG. Dzięki temu mamy w Szczecinie ośrodek dysponujący niezwykle nowoczesnymi urządzeniami. Pozwolą one wyszkolić specjalistów, którzy znajdą zatrudnienie w gazoportie oraz na statkach transportujących skroplony gaz (...). To ważne miejsce dla przyszłości Polski i rozwoju technologii, które pojawiają się wraz z powstaniem terminalu LNG”. Centrum wielokrotnie było promowane na międzynarodowych konferencjach i imprezach branżowych, spotykając się z dużym zainteresowaniem odbiorców zagranicznych.

Po roku od uruchomienia kierunku „Transport LNG i Eksploatacja Terminali” dyplomy ukończenia studiów odebrało 36 absolwentów. Jest to pierwsza w kraju grupa specjalistów, wykształcona zgodnie ze światowymi standardami w zakresie obrotu skroplonym gazem ziemnym. ■

*Artykuł powstał m.in. na podstawie materiałów spółki Polskie LNG. Zdjęcia i wizualizacje pochodzą z archiwum Polskie LNG S.A.*



Agata Sumara  
Paliwa i Energetyka

Rys. South Stream AG  
Copyright © South Stream AG. All rights reserved

# South Stream – kolejny rosyjski megaprojekt gazowy

Od ponad dekady obserwujemy intensyfikację działań rosyjskiego Gazpromu w kierunku ułożenia na terenie Europy sieci gazociągów, którymi błękitne paliwo przez lata będzie płynąć szerokimi strumieniami, zapewniając zbyt surowca na bazie lukratywnych kontraktów. Najnowszym megaprojektem jest South Stream, służący do zaopatrzenia w gaz krajów południowej i centralnej części starego kontynentu w ilości ponad 63 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie

Rosyjska aktywność w kierunku rozpoczęcia budowy gazociągu South Stream, którym błękitne paliwo będzie dostarczane do centralnej i południowej Europy w ilości ponad 63 mld m<sup>3</sup>, jest bardzo duża. W ostatnim czasie działania z tym związane zdecydowanie przyspieszyły i możliwe, że budowa ruszy jeszcze w tym roku. Równocześnie też projekt ten stanowi poważne zagrożenie dla planowanego przez Unię Europejską gazociągu Nabucco.

Niewątpliwie celem tego przedsięwzięcia jest zapewnienie na starym kontynencie bezpieczeństwa energetycznego, co jest odpowiedzią na wzrost popytu na gaz, jednak inicjatywa taka zrodziła się też w celu zapewnienia Gazpromowi rynku zbytu, a najlepszym odbiorcą gazu jest właśnie Europa. Przyjęte rozwiązanie, polegające na obraniu podwodnej drogi transportu przez Morze Czarne, ogranicza również problemy z tranzytem gazu drogą lądową. Ten projekt będzie świetnie korespondował z podobnym przedsięwzięciem zlokalizowanym w bałtyckiej części kontynentu – gazociąg Nord Stream. Najstarsze gazociągi, którymi gaz z Rosji trafia do Europy Zachodniej to magistrale „Braterstwo” i „Sojusz”. Od końca lat 90. surowiec transportowany jest również gazociągiem jamalskim. Od roku 2002 rosyjski gaz do Europy płynie też tzw. Błękitnym Potokiem – rurociągiem Blue Stream, ciągnącym się do tureckiej stolicy – Ankarzy. Rosja, zapewniając Europie dostawy tymi drogami, zdecydowanie ograniczy dostęp na ten rynek gazu z innych źródeł, a mając tu zakontraktowane odbiory długoterminowe i solidnych partnerów projektów, może być spokojna o zbyt

paliwa. Najnowsze – uruchomione czy planowane połączenia będą nie tylko umożliwiać przesyłanie zwiększonych ilości paliwa na Zachód, ale pozwolą na ograniczanie w coraz większym stopniu przesyłu starszymi rurociągami. Chodzi tu głównie o kraje, z którymi relacje z Rosją nie układają się zbyt dobrze, a konflikty dotyczące tranzytu okresowo się nasilają, doprowadzając niejednokrotnie do zablokowania dostaw.

## Gazociągi z Rosji do Europy

### Gazociąg „Braterstwo”

Budowę gazociągu zwanego braterskim zakończono w roku 1967. Ciągnie się on na długości 2750 km. Przebiegając przez Ukrainę i Słowację łączy złoża rosyjskie z Europą Zachodnią. Zdolność przesyłowa tej magistrali to około 30 mld m<sup>3</sup> rocznie.

### Gazociąg „Sojuz”

W latach 1975–79 zbudowano Orenburski Rurociąg Gazowy „Sojuz”. Była to największa wspólna inicjatywa krajów RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej) w owym czasie. Długość tej magistrali wynosi 4550 km. Surowiec transportowany jest z rosyjskiego obwodu orenburskiego na Ukrainę, do Słowacji, Czech, Austrii i Niemiec. Istnieją również odgałęzienia m.in. do Polski, Włoch, Serbii i Czarnogóry. Ze względu na relacje polsko-rosyjskie na etapie projektowania i budowy rurociągu ustalono, że będzie on omijać terytorium Polski, gdyż władze sowieckie za pewniejszego partnera od naszego kraju uznały Czechosłowację.

Rys. 1. Zarys przebiegu Gazociągu Południowego





Fot. Nord Stream AG Copyright © Nord Stream AG. All rights reserved



Fot. Nord Stream AG Copyright © Nord Stream AG. All rights reserved

### Gazociąg Jamal

Rurociąg zwany jamalskim zbudowany z rur o średnicy 1420 mm ciągnie się na długości blisko 4200 km, z czego trasa 575-kilometrowa przebiega przez Białoruś, a około 680 km przez terytorium naszego kraju, gdzie poprowadzono go równoleżnikowo ze wschodu w rejonie miejscowości Kondratki na zachód do granicy polsko-niemieckiej, którą przekracza w rejonie miejscowości Górzycy. Budowa polskiego odcinka trwała do 1999 r., kiedy uruchomiono pierwszą nitkę. Przepustowość magistrali wynosi ponad 32 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Źródło surowca stanowią złoża leżące na Półwyspie Jamal w północnej Rosji. Na owe czasy był to rurociąg zbudowany w oparciu o najnowocześniejsze rozwiązania technologiczne i wykorzystujący najwyższej klasy myśl inżynierską. Według pierwotnych zamiarów miała powstać również druga nitka tego połączenia, ale plan ten nigdy nie został zrealizowany, bo rozpoczęto prace nad projektem Gazociągu Północnego.

### Blue Stream

W 2002 r. uruchomiono najgłębiej na świecie posadowiony gazociąg – Blue Stream, służący do przesyłu rosyjskiego gazu do Turcji. Ciągnie się on na długości blisko 1400 km, z czego około 400 km ułożone zostało na dnie Morza Czarnego, a w niektórych miejscach na głębokości około 2,2 km. Średnice rur różnią się w zależności od środowiska, w którym instalowano rurociąg: sekcje lądowe – 1400 mm, odcinki górskie – 1200 mm, a podmorskie – 610 mm. Magistrala ta powstała w wyniku połączenia sił Gazpromu, koncernu Eni z Włoch i Ruhrgasu z Niemiec. Jej zdolność przesyłowa wynosi około 16 mld m<sup>3</sup> paliwa rocznie. Zaledwie trzy miesiące po otwarciu, w lutym 2003 r. doszło do konfliktu pomiędzy rosyjskim dostawcą a tureckim odbiorcą – firmą BOTAS. Kością niezgody okazała się cena surowca. Z tego powodu przez pewien czas transport gazu był zawieszony, a ponownego i oficjalnego uruchomienia rurociągu dokonano jesienią 2005 r. Planowano, że powstanie odgałęzienie Błękitnego Potoku prowadzące na południowo-wschód Europy, ale

ostatecznie zdecydowano się na bardziej odważny krok – budowę nowego gazociągu, w celu zaopatrzenia w niebieskie paliwo południowej i centralnej Europy – South Stream.

### Nord Stream

Rosnące zainteresowanie rosyjskim gazem w Europie Zachodniej było dla Rosji impulsem do zrewidowania planów w zakresie możliwości przesyłowych. Uznano, że lepszym rozwiązaniem od inwestowania w lądowe połączenie w postaci drugiej nitki gazociągu jamalskiego będzie podjęcie spektakularnej, kosztownej i wymagającej technologicznie magistrali poprowadzonej częściowo po dnie Morza Bałtyckiego. Taki zabieg pozwalał również na uniknięcie konieczności transportu lądowego przez Polskę, Białoruś czy Ukrainę. Na mocy porozumienia niemiecko-rosyjskiego z 2005 r. rozpoczęto przygotowania do realizacji megaprojektu gazowego. Konsorcjum powołane dla potrzeb budowy gazociągu – Nord Stream AG tworzą: rosyjski OAO Gazprom (51%), niemiecki E.ON Ruhrgas AG (15,5%), niemiecki BASF SE/Wintershall Holding GmbH (15,5%), holenderski N.V. Nederlandse Gasunie (9%) oraz francuski GDF Suez SA (9%).

Gazociąg Północny ma długość ponad 1220 km, z czego posadowienie aż 1190 km zaplanowano na dnie morskim. Tylko końcowe odcinki rurociągu prowadzone są przez wody należące do Rosji i Niemiec, a zasadnicza jego część leży w strefach ekonomicznych Szwecji, Finlandii i Danii. Nord Stream łączy rosyjskie wybrzeże Morza Bałtyckiego, w rejonie Zatoki Portowa-ja w pobliżu miasta Wyborg, z niemieckim wybrzeżem Bałtyku w miejscowości Lubmin koło Greifswaldu. Średnica nominalna



Fot. Nord Stream AG Copyright © Nord Stream AG. All rights reserved

każdej linii to 1220 mm. Pierwszą nitkę uruchomiono jesienią 2011 r. Druga ma zacząć działać za kilka miesięcy. Zaplanowana docelowa przepustowość tej magistrali to 55 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, jednak możliwe, że zostanie ona zwiększona, jeśli Gazprom zdecyduje się na budowę trzeciej linii, a taka ewentualność jest poważnie brana pod uwagę. Docelowo gaz transportowany tym połączeniem zasili systemy

m.in. Niemiec, Danii, Wielkiej Brytanii, Holandii, Belgii, Francji, Republiki Czeskiej. Po niemieckiej stronie odnogami Gazociągu Północnego, które rozprowadzą paliwo do pozostałych krajów są OPAL (uruchomiony pod koniec 2011 r.) i NEL (jego budowa zakończy się prawdopodobnie w drugiej połowie przyszłego roku).

Przewaga tego projektu nad innymi przejawia się w tym, że magistrala bałtycka nie będzie zasilana z jednego tylko źródła, nie jest on związany z jednym głównym złożem. Takie rozwiązanie gwarantuje bezpieczeństwo dostaw. Surowiec do pierwszej nitki gazociągu ma pochodzić ze złoża Jużnorusskoje, zlokalizowanego w Zachodniej Syberii. Złoża Sztokmanowskie, usytuowane na Morzu Barentsa, mają natomiast dostarczać surowiec dla drugiej nitki. Jednak nie wiadomo, czy będzie to możliwe z uwagi na opóźnienia w rozpoczęciu jego eksploatacji. Nord Stream mają też zasilac złoża pochodzące z Półwyspu Jamał oraz z Zatoki Ob-Taz. Nord Stream jest wyjątkową, z technicznego punktu widzenia, realizacją, obejmującą skomplikowane logistycznie operacje związane ze współpracą z dostawcami i kontrahentami z całego świata.

## Rosnące zapotrzebowanie na gaz w Europie

Europa niewątpliwie będzie potrzebowała nowych źródeł dostaw, bo z roku na rok w obliczu coraz większej konsumpcji gazu przez sektor produkcyjny i energetyczny dodatkowe ilości paliwa są niezbędne. Ponadto, w ostatnim czasie gaz ziemny zyskuje na popularności w obliczu polityki unijnej zmierzającej do ograniczenia zużycia węgla oraz rezygnowania z energetyki jądrowej w wyniku ubiegłorocznych wydarzeń związanych z katastrofą elektrowni Fukushima w Japonii. Tak więc kraje europejskie będą potrzebowały już w najbliższych kilku latach zwiększonych dostaw.

Według prognoz, na które powołuje się South Stream roczne europejskie zapotrzebowanie na dodatkowe ilości importowanego gazu w Europie może sięgnąć 80 mld m<sup>3</sup> rocznie do 2020 r., a w ciągu kolejnej dekady przekroczy wartość 140 mld m<sup>3</sup>. Z raportu przygotowanego przez Eurogas wynika, że zapotrzebowanie na gaz w krajach unijnych wzrośnie z obecnych około 490 mld m<sup>3</sup> do około 695 mld m<sup>3</sup> do 2030 r. Zgodnie z przewidywaniami gaz ziemny jeszcze przez wiele lat ma stanowić fundament sektora energetycznego w Europie jako bezpieczne paliwo, które dodatkowo jest przyjazne środowisku. Budowa kolejnego gazociągu okalającego Europę od południa ma się przyczynić do zagwarantowania na starym kontynencie bezpieczeństwa energetycznego wg zwolenników rosyjskiego projektu. Przeciwnicy zaś mówią o uniezależnianiu się Europy od gazu z Rosji i o blokowaniu możliwości na budowę konkurencyjnego unijnego gazociągu (Nabucco), którym gaz miałby płynąć z nad Morza Kaspijskiego.

Eksperti unijni już dawno to przewidzieli i odpowiedział na rosnące potrzeby w zakresie dostaw gazu miał być planowany gazociąg Nabucco, którym gaz ze złóż azerskich, turkmeńskich, a nawet irańskich miał uzupełnić niedobór paliwa. Z drugiej strony miała to też być alternatywa dla rosnącego w siłę monopolu Gazpromu. Niestety, na przeszkodzie stanęła tu opieszałość w działaniach podejmowanych przez Komisję Europejską, jak też zbieżność interesów Rosji i najważniejszych państw unijnych, które chcą brać

udział w projekcie rosyjskim (Niemcy, Francja, Włochy). Rosjanie natomiast dobrze zadbałi o swoje interesy, najpierw poprzez rezygnację z budowy drugiej nitki połączenia z Jamału, potem poprzez budowę i być może rozbudowę Gazociągu Północnego, a ostatnio poprzez prężne działania w kierunku Gazociągu Południowego.

## South Stream

Gazprom umiejętnie zjednuje sobie zachodnie kraje i podejmuje z nimi współpracę na wielką skalę. Potrafi doskonale wykorzystywać sytuację gospodarczą i polityczną, a przez to forsuje realizację kosztownych, zaawansowanych technologicznie, gigantycznych projektów. W ostatnich latach są to właśnie potężne gazociągi prowadzone w znacznej części po dnach morskich – Bałtyk na północy i Morze Czarne na południu. Co ważne, Rosjanie doskonale radzą sobie w negocjacjach i przekonywaniu najważniejszych w Europie partnerów do poparcia ich przedsięwzięć, co może stanowić dla Europy poważne zagrożenie.

Magistrala South Stream ma prowadzić z Rosji po dnie Morza Czarnego, przez strefę ekonomiczną Turcji, do Bułgarii, gdzie powinna się podzielić na dwie nitki: północną – do Austrii i Słowenii przez Serbię i Węgry oraz południową – do Włoch przez Grecję. Planowana jest również budowa odnogi do Chorwacji, a udziałem w projekcie zainteresowana jest również Rumunia i Czarnogóra.

Długość Gazociągu Południowego wyniesie ponad 2200 km, z czego sekcja morska ma mierzyć około 900 km, a maksymalna głębokość posadowienia wyniesie około 2250 m pod lustrem wody. Łądowe części połączenia będą budowane w oparciu o umowy z Bułgarią, Serbią, Węgrami, Grecją, Słowenią, Chorwacją i Austrią. Część podmorską sfinansują: Gazprom (50%), ENI (20%), Wintershall Holding GmbH (15%) oraz EDF (15%).

Jakkolwiek według wcześniejszych planów budowa rurociągu miała się rozpocząć w przyszłym roku, pod koniec grudnia



Rys. 2. Główne gazociągi z Rosji do Europy (źródło: en.wikipedia.org)



Rys. 3. Proponowane trasy Gazociągu Południowego

2011 r. rosyjski premier, Władimir Putin ogłosił, że prace ruszą wcześniej. Na zmianę planów znaczny wpływ miała zgoda Turcji na poprowadzenie gazociągu przez jej strefę ekonomiczną na Morzu Czarnym. Według informacji Gazpromu ze stycznia br. budowa ma się rozpocząć w grudniu, zaś pierwsze dostawy gazu zostaną uruchomione w 2015 r., chociaż możliwe, że stanie się to wcześniej, w zależności od postępów w budowie. Koszty inwestycji mogą przekroczyć 15 mld EUR. Najbardziej kosztowna będzie budowa odcinka morskiego – szacowana na około 10 mld EUR. Do roku 2018 powinny powstać cztery nitki magistrali, a przepustowość każdej z nich ustalono na 15,6 mld m<sup>3</sup>. Według prognoz w pierwszym roku eksploatacji nowej magistrali z Rosji do Południowej i Środkowej Europy nowym gazociągiem trafi blisko 16 mld m<sup>3</sup> gazu. Następnie, w 2017 r. ma to być już 31,5 mld m<sup>3</sup>, w 2018 r. – 47,25 mld m<sup>3</sup>, a w 2019 r. 63 mld m<sup>3</sup> błękitnego paliwa.

Prace projektowe i opracowywanie kosztorysu zostało zakończone jesienią ubiegłego roku. Przygotowano również ocenę oddziaływania inwestycji na środowisko. Jednym z ważniejszych kroków na drodze do przyspieszenia decyzji o wcześniejszym podjęciu budowy była zgoda Turcji z 28 grudnia 2011 r. na położenie części podmorskiego odcinka gazociągu na wodach terytorialnych tego kraju. Umowy z pozostałymi krajami, których zgody były potrzebne, zostały zawarte wcześniej.

#### Porozumienia na rzecz Gazociągu Południowego

Negocjacje w związku z przystąpieniem do projektu South Stream Austria rozpoczęła w maju 2007 r., kiedy to podpisano w tej sprawie odpowiedni protokół. Umowa o współpracy pomiędzy Gazpromem a austriackim OMV została zawarta na początku 2008 r. W kwietniu 2010 r. Gazprom i OMV podpisały umowę ramową, w której określono zasady i warunki dotyczące działania w fazie przedinwestycyjnej oraz ustalono, na czym będzie polegać wspólne przygotowanie studium wykonalności dla austriackiego odcinka gazociągu.

Wstępne memorandum w sprawie gazociągu włoski koncern Eni i rosyjski potentat paliwowy Gazprom podpisali 23 czerwca 2007 r. 18 stycznia 2008 r. te same firmy utworzyły zarejestrowa-

ną w Szwajcarii spółkę celową South Stream AG, a obu stronom przypadło po 50% udziałów. Spółka docelowo będzie właścicielem podmorskiego odcinka gazociągu, a została powołana do planowania, budowania i eksploatacji tej właśnie sekcji.

Kolejnym krajem żywo zainteresowanym i zaangażowanym w realizację South Stream jest Bułgaria, która otrzymała od Gazpromu gwarancję bezpiecznych długoterminowych dostaw gazu, co jest dla tego kraju bardzo ważne w obliczu przewidywanego dwukrotnego wzrostu zużycia paliwa do 2020 r. w stosunku do roku 2007. 18 stycznia 2008 r. została zawarta pomiędzy rządami obu krajów umowa o współpracy przy budowie nowego gazociągu tranzytowego. Bułgarski parlament ratyfikował umowę 25 lipca tego samego roku. Ustalono również, że spółka, która zbuduje i będzie odpowiedzialna za eksploatację rurociągu w obrębie granic Bułgarii, zostanie podzielona równo między Gazprom i jej partnerów bułgarskich. W maju 2009 r. podpisane zostało kolejne porozumienie o współpracy na rzecz Gazociągu Południowego, a następane umowy dotyczyły studium wykonalności i utworzenia spółki joint venture na potrzeby projektu.

Porozumienie międzyrządowe z Węgrami zawarto 28 lutego 2008 r. W marcu następnego roku ustanowiona została spółka celowa do przeprowadzenia studium wykonalności, a następnie do budowy i eksploatacji węgierskiego odcinka rurociągu. W 2010 r. powołano spółkę odpowiedzialną za realizację projektu na terytorium Węgier.

Umowę z Grecją podpisano 29 kwietnia 2008 r., a jej ratyfikacja przez parlament grecki miała miejsce we wrześniu 2009 r. Kraj ten stoi w obliczu podwojenia ilości potrzebnego gazu w ciągu kolejnych kilku lat, dlatego też przekonanie Greków do udziału w tym projekcie nie było szczególnie wymagające. W połowie 2010 r. powstała spółka joint venture, odpowiedzialna za zadania projektowe, finansowanie, budowę i eksploatację gazociągu w Grecji.

W styczniu 2008 r. ogólne porozumienie podpisali przedstawiciele rządów Rosji i Serbii. Serbski parlament ratyfikował je kilka miesięcy później. W połowie listopada 2009 r. porozumienie o współpracy w sprawie South Stream zostało zawarte przez rządy Rosji i Słowenii. W marcu 2010 r. zainteresowanie udziałem w projekcie wyraziła Chorwacja, a w październiku

tego samego roku również Rumunia. W związku z tym podpisane zostały odpowiednie listy intencyjne. Dostępem do gazu transportowanego Gazociągiem Południowym zainteresowana jest również Czarnogóra, o czym poinformowano pod koniec 2011 r. W konsekwencji zapadła decyzja o opracowaniu studium wykonalności dla budowy nowego odgałęzienia.

19 czerwca 2010 r. Gazprom, Eni i EDF podpisały trójstronne memorandum mające na celu podjęcie konkretnych kroków w związku z akcjonariatem francuskiej firmy w strukturze South Stream AG. Ostatecznie w listopadzie 2011 r. przedstawiciele Gazpromu, Eni, EDF i Wintershall podpisali umowę, na mocy której realizowana będzie budowa South Stream. Podczas związanej z tym uroczystości Aleksiej Miller, prezes Gazpromu powiedział, że „Ten gazociąg to nie tylko dodatkowy bezpieczny i całkowicie drożny szlak dostaw rosyjskiego gazu do Europy, ale i mocny impuls do rozwoju krajów Europy Centralnej i Południowo-Wschodniej”. Przeciwnicy tak entuzjastycznej oceny projektu mówią raczej o zabezpieczeniu interesów Rosji i poważnym zagrożeniu dla Europy oraz konkurencji, która może nawet doprowadzić do zablokowania realizacji inwestycji unijnej znanej jako Nabucco.

Droga do osiągnięcia wszystkich porozumień z krajami zaangażowanymi w projekt South Stream nie była prosta i trzeba było zwalczyć wiele przeszkód, począwszy od porozumienia się z kilkoma strategicznymi krajami, poprzez negocjowanie udziałów w spółce South Stream, aż do „walki” z unijną konkurencją. Komisja Europejska próbowała zapobiec zawarciu ostatecznej umowy, która wg komisarzy unijnych zaszkodziłaby macierzystemu projektowi, jednak udziałowcy nie zważali na różnego typu groźby, dbając o swoje interesy. Podsumowując, Gazprom ma już otwartą drogę do realizowania swoich zamiarów, a kolejne kraje widzą możliwość odbierania surowca tą drogą i analizują kwestię przyłączenia się do projektu.

## Czarne chmury nad Nabucco

Biorąc pod uwagę zaawansowanie prac zmierzających do rozpoczęcia budowy Gazociągu Południowego, coraz większe wątpliwości związane są z unijnym projektem Nabucco. Zakładano, że gaz ze złóż państw Azji Centralnej popłynie do Europy omijając terytorium Rosji, częściowo uniezależniając stary kontynent od zasobów rosyjskich. Jedną z najważniejszych spraw było / jest tutaj pozyskanie dostępu do złóż, które zapewnią na lata surowiec do zapełnienia rury o długości około 3900 km, transportującej gaz do Austrii przez Bułgarię, Rumunię i Węgry. Kolejnymi istotnymi przeszkodami są mało zdecydowane działania przedstawicieli Komisji Europejskiej zaangażowanej w ten projekt oraz przeciągnięcie przez Rosję najważniejszych unijnych krajów – Niemiec, Włoch i Francji na swoją stronę.

Na potrzeby projektu powołano spółkę Nabucco Gas Pipeline International GmbH z siedzibą w Wiedniu, a jej udziałowcami zostały firmy: OMV z Austrii, MOL z Węgier, Transgaz z Rumunii, Bulgargaz z Bułgarii, BOTAŞ z Turcji i niemiecki RWE. Jednym z celów powstania Nabucco, poza odpowiedzią na wzrastający popyt na paliwo, miało być zabezpieczenie dostaw gazu do krajów europejskich w sytuacji zablokowania dostaw przez kraje tranzytowe, co miało miejsce np. w roku 2006 czy 2009. M.in. przykłady tych zachowań uwydatniły problem uzależnienia od dostaw rosyjskich i przemawiały na korzyść przyspieszenia prac nad projektem, który pozwoli na uniknięcie podobnej sytuacji w przyszłości.

Na głównego dostawcę surowca przewidziano Azerbejdżan, chociaż nie jest on w stanie zapewnić wymaganych 30 mld m<sup>3</sup> paliwa rocznie. Dlatego konieczna jest współpraca z innymi dostawcami jak np. Turkmenistan, Iran czy Irak, aczkolwiek w sy-

tuacji tych dwóch ostatnich kwestie polityczne mogą stanowić poważną przeszkodę we współpracy. Na początku ubiegłego roku przedstawiciele UE i prezydent Azerbejdżanu podpisali deklarację, na podstawie której można by pozyskiwać gaz na poczet projektu ze złóż Shah-Deniz. Kilka miesięcy temu możliwe stało się prowadzenie negocjacji turkmeńsko-azerskich w kwestii gazociągu transkaspjskiego. Tymczasem jednak interesy państw unijnych nie do końca są zbieżne z realizacją tego projektu, a dodatkowo Azerbejdżanowi też szczególnie nie zależy na tranzycie gazu z Turkmenistanu przez swoje terytoria.

Wielu ekspertów wskazuje na fakt, że Francja, Niemcy i Włochy nie narażają się Rosji, przez co nad projektem pojawił się wielki znak zapytania. Zresztą, wszystkie te kraje tworzą konsorcjum South Stream. Dodatkowo też Niemcy wcześniej porozumiały się z Rosjanami w związku z Gazociągiem Północnym i ta współpraca układa się bardzo dobrze. Oczywiście przeszkodą w realizacji tego pomysłu jest też kwestia finansowania i ekonomiczne uzasadnienie projektu. Równocześnie też kraje europejskie zwracają się w kierunku gazu skroplonego (LNG), o czym świadczy coraz większe zainteresowanie pozyskiwaniem gazu w takiej postaci i budowanymi w związku z tym terminalami. Perspektywiczny może się też okazać gaz łupkowy, jeśli jego wydobycie na dużą skalę nie będzie również ograniczane kwestiami ekologicznymi, politycznymi i innymi, o których głośno mówi się również w strukturach unijnych. Podsumowując, Nabucco, chociaż planowany od lat i w początkowej fazie działania były energiczne, obecnie zmienił się w jedną wielką niewiadomą i praktycznie w każdym zakresie jest więcej kwestii niepewnych niż pewnych, znanych i potwierdzonych.

## Podsumowanie

Jak wynika z powyższych rozważań, zdecydowane działania Rosji w zakresie opanowania rynku europejskiego dla zbytu gazu sukcesywnie odnoszą zamierzone skutki. Ogromnym sukcesem było przetransponowanie planu drugiej nitki gazociągu jamalskiego w potężny projekt Nord Stream, a drugiej linii Błękitnego Potoku w South Stream. Świadczy to o bardzo mocnej pozycji monopolisty, jakim jest Gazprom w negocjacjach, w których na szali stawiane są nawet wspólne interesy Unii Europejskiej. Nie po raz pierwszy po rosyjskiej stronie opowiedziały się najważniejsze kraje unijne i wiele wskazuje na to, że forsowany przez UE i popierany przez Stany Zjednoczone gazociąg Nabucco, będzie mieć poważne problemy z realizacją, jeśli w ogóle do tego dojdzie. Na koniec rodzi się jeszcze pytanie, jaki wpływ na obie te inicjatywy będzie mieć rozwój infrastruktury zwiększającej dostępność gazu w postaci skroplonej i wydobycie gazu łupkowego. Jakkolwiek ich pozycja dzisiaj nie jest zbyt mocna, to w perspektywie kilku lat wiele może się zmienić. ■

Nazwa	Długość gazociągu	Lata budowy	Przepustowość na rok	Koszty budowy
Gazociąg „Braterstwo”	2750 km	– 1967	30 mld m <sup>3</sup>	
Gazociąg „Sojuz”	4550 km	1975–79	32 mld m <sup>3</sup>	
Gazociąg jamalski	4200 km	1992–1999	32 mld m <sup>3</sup>	
Blue Stream	1400 km	2001–2002	16 mld m <sup>3</sup>	3,2 mld USD
Nord Stream	1220 km	2010–2012	55 mld m <sup>3</sup>	8,8 mld EUR
South Stream	2200 km	2012–2018	63 mld m <sup>3</sup>	15 mld EUR

Tab. 1. Zestawienie wybranych gazociągów tłoczących gaz z Rosji do Europy

Twórz  
**Portal**  
razem z nami



**www.inzynieria.com to:**

- stale aktualizowane wiadomości, artykuły, projekty, analizy, komentarze z branży technologii bezwykopowych, wod-kan, geoinżynierijnej, drogowej, mostowej, tunelowej, paliwowej, energetycznej, budowlanej, IT z Polski i ze świata
- bieżące relacje, galerie fotograficzne i filmowe, kalendarium imprez branżowych, księgarnia
- archiwa periodyków: „Inżynieria Bezwykopowa”, „Geoinżynieria drogi mosty tunele”
- branżowy katalog firm
- wyszukiwarka: ofert pracy, przetargów, ogłoszeń giełdowych, zleceń

Nasze branże

Wykaz branż

Szybkie wyszukiwanie

Katalog firm

Aktualne pozycje wydawnictwa

Wyslij nam ciekawe wiadomości

Galerie fotograficzne i filmowe

Zapisz się do newslettera

Informacje z Polski i ze świata

Aktualne projekty

Poinformuj nas o projekcie

Inż. bezwykopowa

Wod-Kan

Geoinżynieria

Drogi

Mosty

Tunele

Paliwa

Energetyka

Budownictwo

IT

# Postępowanie upadłościowe przedsiębiorcy

Bartłomiej Król

MALINOWSKI I WSPÓLNICY. ADWOKACI I RADCOWIE PRAWNI. SPÓŁKA PARTNERSKA

W trakcie prowadzenia działalności gospodarczej przedsiębiorcy pozostają w różnej kondycji finansowej. W przypadku braku środków na zapłatę należności kontrahentom oraz przekroczenia wartości zobowiązań w stosunku do majątku przedsiębiorstwa powstaje pytanie o zasadność złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości. Przedsiębiorcy często nie znają przepisów prawa upadłościowego, wobec czego nie wiedzą, jakie w tej kwestii mają prawa i obowiązki, jakie są konsekwencje w przypadku braku złożenia takiego wniosku, a także jakie są rodzaje upadłości i ich skutki

## Cel postępowania upadłościowego

Podstawowym celem postępowania upadłościowego jest zaspokojenie wszystkich wierzycieli niewypłacalnego przedsiębiorcy w równym stopniu. Jest on realizowany poprzez liczne przepisy, mające zagwarantować prowadzenie egzekucji generalnej z majątku niewypłacalnego przedsiębiorcy przez wszystkich wierzycieli łącznie oraz pod nadzorem sądu upadłościowego. Ten cel generalny jest uzupełniany przez różnego rodzaju cele szczegółowe, m.in. umożliwienie dalszego trwania upadłego przedsiębiorstwa poprzez prowadzenie upadłości układowej lub szczegółowe przepisy dotyczące zaspokajania określonych wierzycieli (np. Skarbu Państwa lub pracowników upadłego przedsiębiorcy) z pierwszeństwem przed innymi wierzycielami. Znajomość prawa upadłościowego pozwala na podjęcie racjonalnej decyzji co do złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości oraz realizację celu przedsiębiorcy składającego taki wniosek przy jednoczesnym braku pokrzywdzenia wierzycieli.

## Termin złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości

Wniosek o ogłoszenie upadłości powinien być złożony w terminie dwóch tygodni od powstania stanu niewypłacalności przedsiębiorcy. Przy tym pojęcie niewypłacalności jest ściśle określone przepisami prawa. Zgodnie z przepisami Prawa upadłościowego i prawczego przedsiębiorcę uważa się za niewypłacalnego w dwóch przypadkach.

Po pierwsze, przedsiębiorca jest niewypłacalny, jeżeli nie wykonuje swoich wymagalnych zobowiązań pieniężnych. W doktrynie prawa i orzecznictwie sądów podkreśla się, że niewykonywanie wymagalnych zobowiązań pieniężnych, o którym mowa w komentowanym przepisie, występuje już w przypadku, gdy przedsiębiorca nie ureguluje należności w stosunku do więcej niż jednego podmiotu. Jednocześnie rozmiar niewykonywanych przez przedsiębiorcę zobowiązań nie ma znaczenia dla powstania stanu niewypłacal-

ności. Oznacza to, że nawet w przypadku, gdy przedsiębiorca nie uregulował w przewidzianym terminie należności niewielkiej wartości w stosunku do kilku podmiotów, de facto powinien złożyć wniosek o ogłoszenie upadłości.

Przesłanki niewypłacalności są kategoryczne i nie dopuszczają wyjątków w kwestii obowiązku składania wniosku o ogłoszenie upadłości. Jednak w praktyce obrotu gospodarczego dość powszechne są przypadki, gdy przedsiębiorcy zalegają z płatnościami w stosunku do swoich kontrahentów. Aby zatem ograniczyć ilość przedsiębiorstw, wobec których jest ogłaszana upadłość, ustawodawca przewidział możliwość nieuwzględniania przez sąd wniosku o ogłoszenie upadłości przedsiębiorcy, jeżeli opóźnienie w wykonywaniu jego zobowiązań nie przekracza 10% wartości bilansowej przedsiębiorstwa. Komentowane rozwiązanie pozwala zatem na nieorzekanie o upadłości w przypadku wystąpienia zaległości płatniczych niewielkiej wartości w porównaniu do wartości całego przedsiębiorstwa. Należy jednak zauważyć, że w takim przypadku jedynie sąd może zdecydować o nieorzekaniu upadłości przedsiębiorcy, natomiast przedsiębiorca ma obowiązek złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości niezależnie od tego, czy nieuregulowane przez niego należności są niewielkiej wartości, czy też przekraczają 10% wartości bilansowej przedsiębiorstwa.

Po drugie, przedsiębiorca będący osobą prawną albo inną jednostką organizacyjną, posiadającą zdolność prawną, jest uznawany w świetle ustawy za niewypłacalnego również wtedy, gdy zobowiązania przekroczy wartość jego majątku. W takim przypadku niewypłacalność istnieje niezależnie od tego, czy przedsiębiorca reguluje na bieżąco swoje zobowiązania.

Przedstawione tu dwa przypadki niewypłacalności, tj. niewykonywanie bieżących zobowiązań oraz przekroczenie wartości pasywów nad aktywami, są wariantami alternatywnymi. Oznacza to, że do stwierdzenia niewypłacal-

ności wystarczające jest wystąpienie jednego z wymienionych przypadków, nie jest natomiast konieczne wystąpienie ich obu łącznie.

## Skutki braku złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości

Obowiązek złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości ciąży na przedsiębiorcy, a w przypadku osób prawnych i innych jednostek organizacyjnych, posiadających zdolność prawną, obowiązek taki dotyczy również wszystkich osób, które mają prawo reprezentować przedsiębiorcę samodzielnie lub łącznie z innymi osobami. W przypadku spółek kapitałowych (spółki z ograniczoną odpowiedzialnością oraz spółki akcyjnej) obowiązek taki będzie ciążył przede wszystkim na członkach zarządu, jeśli zaś mowa o spółkach osobowych – na wspólnikach uprawnionych do reprezentacji spółki.

W przypadku niezłożenia w terminie wniosku o ogłoszenie upadłości osoby zobowiązane do jego złożenia ponoszą odpowiedzialność odszkodowawczą wobec wierzycieli przedsiębiorcy za szkodę wyrządzoną wskutek niezłożenia właściwego wniosku w terminie.

Trzeba również wspomnieć, że w przypadku braku złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości w przewidzianym prawem terminie, osoba zobowiązana do jego złożenia jest narażona na orzeczenie wobec niej zakazu prowadzenia działalności gospodarczej na własny rachunek oraz pełnienia funkcji członka rady nadzorczej, reprezentanta, pełnomocnika w spółce handlowej, przedsiębiorstwie państwowym, spółdzielni, fundacji lub stowarzyszeniu. Zakaz taki może być orzeczony na okres od trzech do dziesięciu lat i może być orzeczony zarówno wówczas, gdy osoba zobowiązana nie złożyła wniosku o ogłoszenie upadłości w ogóle, albo złożyła go po terminie dwóch tygodni od powstania stanu niewypłacalności.

## Skutki złożenia wniosku o ogłoszenie upadłości

Złożenie wniosku o ogłoszenie upadłości może mieć różne skutki. Jak wspomniano, sąd może nie orzekać upadłości w przypadku przedsiębiorstw, które posiadają zaległości płatnicze nie przekraczające 10% wartości bilansowej przedsiębiorstwa. Oddalenie wniosku o ogłoszenie upadłości na tej podstawie może być dokonane tylko wówczas, gdy sąd uzna, że brak orzekania upadłości nie spowoduje pokrzywdzenia wierzycieli, a niewykonywanie zobowiązań nie ma charakteru trwałego, a jedynie przejściowy.

Sąd może również oddalić wniosek o orzeczenie upadłości w przypadku, gdy majątek niewypłacalnego przedsiębiorcy nie wystarczy na koszty postępowania upadłościowego. Uzasadnieniem tego przepisu jest konstatacja, że skoro majątek przedsiębiorcy jest tak niskiej wartości, iż nie zostaną z niego pokryte nawet koszty postępowania upadłościowego, to tym bardziej w wyniku tego postępowania nie zostaną zaspokojeni wierzyciele w jakimkolwiek stopniu.

Oprócz powyższych przypadków możliwe jest również orzeczenie upadłości przedsiębiorcy, które może mieć dwie postacie.

Po pierwsze, upadłość może polegać na likwidacji majątku upadłego (tzw. upadłość likwidacyjna). W przypadku ogłoszenia upadłości likwidacyjnej zarząd majątkiem upadłego przejmuje syndyk masy upadłości. Zadaniem syndy-

ka jest spieniężenie majątku dłużnika, zaspokojenie wierzycieli upadłego i likwidacja przedsiębiorstwa. W takim przypadku nie ma możliwości prowadzenia dalszej działalności gospodarczej przez upadłego.

Po drugie, upadłość może mieć postać upadłości z możliwością zawarcia układu. Taki rodzaj upadłości jest orzekany, jeżeli zostanie uprawdopodobnione, że w drodze układu wierzyciele zostaną zaspokojeni w wyższym stopniu, niż zostaliby zaspokojeni po przeprowadzeniu postępowania upadłościowego obejmującego likwidację majątku dłużnika. Jeżeli na podstawie dotychczasowego zachowania przedsiębiorcy nie ma pewności, że układ będzie wykonany, nie ogłasza się upadłości z możliwością zawarcia układu. Komentowany rodzaj upadłości polega na pozostawieniu upadłemu zarządowi nad jego przedsiębiorstwem oraz umożliwieniu upadłemu dalszego prowadzenia działalności gospodarczej w ograniczonym zakresie. Nad prawidłowym postępowaniem dłużnika czuwa nadzorca sądowy, a w przypadku naruszania zasad prowadzenia postępowania upadłemu może być odebrany zarząd nad przedsiębiorstwem.

Upadłość z możliwością zawarcia układu, jak sama nazwa wskazuje, ma zmierzać do przyjęcia układu pomiędzy wierzycielami, którzy w określonej części rezygnują ze swoich należności lub zgadzają się na odroczenie ich zapłaty i w ten sposób umożliwiają dalsze istnienie przedsiębiorstwa. Dodatkowo prawo upadłościowe przewiduje wstrzymanie egzekucji prowadzonych przeciwko przedsiębiorcy, wobec którego ogłoszono upadłość, co umożliwia przedsiębiorcy wyjście z trudnej sytuacji finansowej. Nierzadko postępowanie układowe skutkuje umorzeniem zobowiązań upadłego w znacznej wysokości, co pozwala na dalsze prowadzenie przez niego działalności gospodarczej. Warunkiem skutecznego zakończenia postępowania upadłościowego jest w takim przypadku wykonanie układu, które polega na dokonywaniu spłat wierzycieli w wysokości i terminach określonych w układzie.

Jak wcześniej wspomniano, upadłościowe postępowanie układowe umożliwia dalsze istnienie przedsiębiorstwa, przy czym wymaga sprawnego zarządzania przedsiębiorstwem zarówno przed przyjęciem układu, jak i w trakcie wykonywania układu. Warto podkreślić, że upadłość układowa nie jest końcem istnienia przedsiębiorstwa i nierzadko pozwala przedsiębiorcy na kontynuowanie prowadzenia normalnej działalności gospodarczej po wykonaniu układu. ■



**MALINOWSKI I WSPÓLNICY**

Adwokaci i Radcowie Prawni. Spółka Partnerska

30-044 Kraków, al. Słowackiego 66

tel. +48 12 630 42 00

sekretariat@wmalinowski.pl, www.wmalinowski.pl

# Sektor energetyczny

## Projekty – Transakcje – Inwestycje

### Polska

Projekt ustawy o OZE w połowie maja w Ministerstwie Gospodarki

Jak poinformował wiceminister gospodarki Mieczysław Kasprzak, projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii zostanie zaprezentowany w Ministerstwie Gospodarki w połowie maja. Wiceminister powiedział, że „projekt ustawy jest na końcowym etapie ustaleń międzyresortowych”. Ponadto poinformował, że równocześnie z prezentacją projektu zostanie też zorganizowana wystawa urzędów służących do produkcji energii odnawialnej. Zdaniem wiceministra ustawa ma „dać producentom możliwość długookresowego planowania”. „Jeśli ktoś zacznie produkować w warunkach, które były w danym momencie, to przez 15 lat te warunki nie będą się zmieniać” – zaznaczył. Co ważne, ustawa ma także sprzyjać rozproszeniu produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz uprościć procedury administracyjne związane z rozpoczęciem produkcji energii przy użyciu niewielkich urządzeń lub instalacji.

(04.05.2012 r. – PAP)

### Konsolidacja spółek ciepłowniczych



Grupa energetyczna Tauron skonsolidowała swoje spółki ciepłownicze w jednej firmie pod nazwą Tauron Ciepło. W ramach nowej struktury znajdą się następujące podmioty: Elektrociepłownia Tychy, Elektrociepłownia EC Nowa w Dąbrowie Górniczej i Energetyka Ciepła w Kamiennej Górze. Wcześniej Tauron skonsolidował także spółki dystrybucyjne, wytwórcze oraz handlujące energią i zajmujące się obsługą klienta. „Zgodnie ze strategią łączymy spółki prowadzące podobną działalność, a tym samym porządkujemy strukturę grupy (...). Tego typu aktywność przynosi korzyści biznesowe i czyni strukturę bardziej przejrzystą” – stwierdził prezes Taurona Dariusz Lubera.

(02.05.2012 r. – PAP)

Jak się ocenia, polskie spółki energetyczne zainwestują w farmy wiatrowe nawet 12 mld zł, a ich łączna moc osiągnie 2 GW.

Będą to zarówno inwestycje powstające od podstaw, jak też akwizycje gotowych projektów przygotowane przez deweloperów. Najbardziej ambitne plany przedstawiły Polska Grupa Energetyczna oraz Tauron.

Energia pozyskiwana z wiatru stanie się podstawowym źródłem w segmencie OZE

### Abener wykona blok gazowy dla EC Stalowa Wola

Elektrociepłownia Stalowa Wola podpisała umowę z hiszpańską firmą na wykonanie bloku gazowo-parowego o wartości ponad 1,5 mld zł. Elektrociepłownia zostanie oddana do komercyjnej eksploatacji pod koniec II kwartału 2015 r. Blok w Stalowej Woli będzie wytwarzał rocznie około 3500 GWh energii elektrycznej, zużywając 600 mln m<sup>3</sup> gazu. Blok będzie produkował energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji oraz ciepło w postaci wody (na potrzeby komunalne) i pary technologicznej (dla pobliskich zakładów przemysłowych). Projekt w Stalowej Woli jest realizowany przez spółkę celową należącą do PGNiG i grupy Tauron. Partnerzy mają w tym przedsięwzięciu po 50% akcji.

(25.04.2012 r. – EC Stalowa Wola)

### Polimex z najlepszą ofertą dla bloku w Koźmierzach?

Konsorcjum firm Polimex-Mostostal SA i Hitachi Power Europe złożyło ofertę opiewającą na 6,2 mld zł brutto dotyczącą budowy bloku energetycznego o mocy 900–1000 MW opalanego węglem kamiennym. Elektrownia Koźmierz należy do grupy Enea. Poza ceną istotnymi kryteriami oceny ofert był czas realizacji zamówienia, gwarancja i parametry techniczne. Enea spodziewa się podpisać umowę na budowę nowego bloku na przełomie II i III kwartału 2012 r. Zakończenie inwestycji planowane jest na IV kwartał 2016 r.

(25.04.2012 r. – ISB)

### Fortum planuje nowy blok kogeneracyjny w Zabrze

Spółka ma zdecydować do końca roku, czy rozpocznie budowę nowego bloku, który ma stać się źródłem zasilania dla Zabrze i Bytomia. Inwestycja mogłaby się rozpocząć w 2013 r., a realny termin uruchomienia instalacji to 2016 r. Nowa elektrociepłownia ma charakteryzować się mocą 355 MW. Połączenie



Fot. Abener Copyright Cabener. All rights reserved



systemów ciepłowniczych obu miast umożliwi szacowana na około 80 mln zł planowana magistrala ciepła o średnicy 800 mm i długości w przybliżeniu 10 km.

(23.04.2012 r. – Fortum)

### Energa wybuduje dwie elektrownie do 2017 r.

Spółka zamierza zbudować w Grudziądzu największą w kraju siłownię gazową oraz elektrownię węglową w Ostrołęce. Firma oczekuje na wydanie decyzji środowiskowych w sprawie rozpoczęcia prac w Grudziądzu. Zdecydowano o podzieleniu inwestycji na dwa etapy. Pierwszy ma ruszyć w drugiej połowie przyszłego roku i będzie polegał na postawieniu do końca 2016 r. bloku o mocy 450–550 MW. Drugi powstanie w późniejszym terminie. Siłownia węglowa w Ostrołęce o mocy 1000 MW rozpocznie działalność w 2017 r. Trwają negocjacje z czterema potencjalnymi wykonawcami, z których spółka wybierze jednego.

(13.04.2012 r. – Energa)

### Nowy blok dla Elektrowni Rybnik

Grupa EDF ogłosiła plany budowy elektrowni węglowej na parametry nadkrytyczne o mocy 900 MW na terenie siłowni w Rybniku. Grupa chce wzmocnić swoją pozycję w Europie Środkowej i posiadać do 2020 r. 200 GW mocy zainstalowanych oraz zdywersyfikowany mix energetyczny, w którym produkcja w elektrowniach ciepłych stanowić będzie 25%. Ten duży projekt polega na zastąpieniu czterech najstarszych bloków elektrowni Rybnik jedną efektywniejszą jednostką. Zaletą technologii na parametry nadkrytyczne jest uzyskanie jednej z najwyższych sprawności wytwarzania: 45%. Specyfiką bloku rybnickiego będzie współpalanie biomasy z węglem, co pozwoli produkować do 10% zielonej energii i zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> o 30% w porównaniu do tradycyjnych bloków węglowych. Projekt wart jest około 1,8 mld EUR. EDF to największy w Polsce zagraniczny producent energii. Inwestycja, która ma ruszyć za rok, będzie największym tego typu przedsięwzięciem francuskiego koncernu w Polsce.

(14.03.2012 r. – EDF)

### Skarb Państwa sprzedał akcje PGE



Fot. PGE Copyright © PGE  
All rights reserved

Ministerstwo Skarbu Państwa poinformowało o sprzedaży 7% (131 mln sztuk) akcji spółki Polska Grupa Energetyczna. Transakcję zawarto po cenie 19,20 zł za akcję. Oznacza to wpływ brutto

w wysokości ponad 2,5 mld zł. Z komunikatu wynika, że przed transakcją akcje PGE znajdujące się w posiadaniu Skarbu Państwa stanowiły 68,89% kapitału spółki.

(24.02.2012 r. – Ministerstwo Skarbu Państwa)

### Nowe bloki dla Elektrowni Opole

Kontrakt o wartości ponad 11,5 mld zł na budowę dwóch bloków energetycznych o łącznej mocy 1800 MW zdobyło konsorcjum, którego liderem jest Rafako, a partnerami – Polimex-Mostostal i Mostostal-Warszawa. Bloki nr 5 i 6 o mocy 900 MW każdy powstaną w formule EPC (Engineering, Pro-

curement, Construction – projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym).

(15.02.2012 r. – PGE Elektrownia Opole SA)

### Elektrociepłownia na biomasę w Gdańsku

Za realizację projektu ma odpowiadać E.ON Polska. Elektrociepłownia miałaby powstać na terenie Portu Północnego. Zarząd Morskiego Portu Gdańsk i E.ON Polska prowadzą rozmowy w tej sprawie. Moc instalacji zasilanych biomasą ma wynieść od 150 do 175 MW.

(30.01.2012 r. – Polska Dziennik Bałtycki)

### Vattenfall Heat Polska dla PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA sfinalizowało transakcję zakupu ponad 99,8% akcji VHP. PGNiG zapłaci Vattenfallowi ponad 3 mld zł. Inwestycja została sfinansowana przez PGNiG z programu obligacji. Jest to jedna z największych transakcji przejęcia w historii polskiego rynku energetycznego. W wyniku tej transakcji VHP PGNiG staje się koncernem multienergetycznym dostarczającym klientom ciepło, prąd i gaz. Zdolności produkcyjne elektrociepłowni i ciepłowni należących do VHP stanowią ponad 23% całkowitych zainstalowanych mocy ciepłych w Polsce. Pod względem efektywności VHP jest jedną z najlepiej zarządzanych i dochodowych spółek sektora elektroenergetycznego. Dwa największe aktywa to Elektrociepłownie Siekierki i Żerań.

(11.01.2012 r. – PGNiG)

## Europa

### Udziały w litewskiej atomówce rozdzielone

Rząd litewski zatwierdził projekt umowy koncesyjnej, na podstawie której w budowanej w miejscu zamkniętej siłowni Ignalina elektrowni atomowej Litwa będzie miała 38% udziałów, Estonia 22%, a Łotwa i koncern Hitachi (inwestor strategiczny) po 20%. Koszt budowy elektrowni Visaginas szacuje się na 4,6–5,2 mld EUR. Na nie wiadomo jeszcze czy do inwestycji tej dołączy Polska, chociaż pomysł taki był poważnie brany pod uwagę (PGE w grudniu zawiesiło swój udział). Według nieoficjalnych źródeł obecność Polski w projekcie może spowodować zmianę planów – zamiast jednego powstałyby dwa reaktory. Wówczas ich moc wyniosłaby 2,7 tys. megawatów. Aktualnie mowa jest o budowie jednego reaktora o mocy 1400 MW. Według projektu umowy koncesyjnej do końca lipca 2015 r. ma być pozyskane pozwolenie na budowę, rok później ma ruszyć budowa elektrowni, a rozpoczęcie produkcji najpóźniej przed końcem 2022 r.

(10.05.2012 r. – PAP)

### Decyzja ws. pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>

W ciągu dwóch miesięcy Komisja Europejska zamierza opracować raport dotyczący emisji CO<sub>2</sub>. Do końca roku zamierza wydać decyzję w tej sprawie, jednak potrzebuje do tego m.in. szczegółowych informacji od krajów unijnych w sprawie sprzedaży pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> po 2013 r. Jak powiedziała unijna komisarz ds. klimatu Connie Hedegaard „Pracujemy w Komisji Europejskiej nad przeglądem funkcjonowania unijnego rynku handlu emisjami, który powinniśmy zeprezentować w przyszłym roku, ale chcemy

uczynić to w tym roku. W ramach tego przeglądu wystąpiemy też z propozycjami ukształtowania następnego okresu aukcji (na lata 2013-2020), by w krótkim okresie zrobić, to co należy. (...) Mamy nadzieję na decyzję ze strony krajów przed końcem roku” – cytuje PAP. Komisarze zmiierzają do ograniczenia liczby pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na rynku UE. Dzięki temu możliwe będzie podniesienie niskiej stawki, jaka obowiązuje obecnie, bo to nie ma dobrego wpływu na realizację inwestycji w odnawialne źródła energii.

(08.05.2012 r. – PAP).

#### Farmy wiatrowe na Sycylii

Hiszpańska spółka Iberdrola poinformowała o uruchomieniu instalacji o łącznej mocy 178 MW. Projekt obejmujący cztery farmy: Nebrodi (64,6 MW), Alcántara (47,6 MW), Lago Arancio (44 MW) oraz Rocca Ficuzza (22,1 MW) był realizowany wspólnie z włoską spółką API Nova Energia. Inwestycja zapewni zasilanie dla 150 tys. lokalnych gospodarstw domowych i ograniczy emisję dwutlenku węgla do atmosfery o 430 tys. t w skali roku.

(28.04.2012 r. – Recharge).

#### Schneider uruchomi instalacje fotowoltaiczne w Bułgarii

Spółka Schneider Electric zapewniła sobie kontrakt typu EPC na budowę, przyłączenie do sieci i eksploatację dwóch elektrowni solarnych zlokalizowanych w miejscowościach Letnitsa i Vratsa. Firma zainstaluje łącznie 160 tys. paneli słonecznych, które charakteryzować się będą mocą na poziomie 39 MWp. Ocenia się, że instalacje będą w stanie wyprodukować 47 GWh rocznie. Jest to ilość wystarczająca do zasilania 16-tysięcznego miasta. Elektrownie przyczynią się do redukcji emisji dwutlenku węgla do atmosfery o 17 tys. t w skali roku. Instalacje zostaną uruchomione w drugiej połowie 2012 r.

(06.04.2012 r. – Balknans.com)

#### REpower Systems dostarczy turbiny dla projektu Gode Wind I



Fot. Jan Oelker © REpower  
All rights reserved

Turbiny o mocy przekraczającej 6 MW będą zastosowane przez PNE Wind do budowy farmy położonej w niemieckim sektorze Morza Północnego. Instalacja będzie zlokalizowana 35 km na północ od Wschodnich Wysp Fryzyjskich. Głębokość wody na tym akwenie wynosi od 28 do 34 m. Jest to jeden z największych morskich projektów wiatrowych planowanych na otwartym morzu. Farma Gode Wind będzie charakteryzowała się zainstalowaną mocą 332 MW – jest to ilość energii wystarczająca do zasilania 320 tys. go-

spodarstw domowych. Uruchomienie farmy zaplanowano na 2015 r.

(31.03.2012 r. – REpower)

#### GDF Suez wyda 6 mld funtów na dokończenie przejścia International Power

Francuski gigant chce kupić pozostałe 30% udziałów w brytyjskiej firmie energetycznej. Transakcja ma pomóc w integracji obydwu podmiotów i usprawnić działanie w ramach grupy. GDF przejął 70% akcji w październiku 2010 r. za 13,5 mld funtów. Po zamknięciu tej transakcji powstanie drugi co do wielkości wytwórca energii elektrycznej na świecie.

(31.03.2012 r. – Financial Times)

#### Areva dostarczy turbiny dla morskiej farmy Borkum

Na farmie stanie 80 wiatraków o łącznej mocy 400 MW. Instalacja Borkum, będąca jedną z największych farm wiatrowych na Morzu Północnym, ma rozpocząć działalność na początku 2013 r. Powstaje 45 km na północ od Borkum – jednej z Wysp Wschodniofryzyjskich.

(19.03.2012 r. – Areva, PAP)

#### DONG Energy sprzedaje udziały w morskiej farmie

Duńska spółka energetyczna poinformowała o sprzedaży 50% udziałów w morskim projekcie Borkum Riffgrund 1. Kupującymi są firmy Kirkbi oraz Oticon Foundation. Wartość transakcji została ustalona na 841 mln USD. Projekt Borkum Riffgrund 1 zakłada instalację 77 turbin o mocy 3,6 MW dostarczonych przez firmę Siemens Wind Power. Farma będzie położona około 55 km od niemieckiego wybrzeża. Produkcja energii ma ruszyć w drugiej połowie 2014 r.

(28.02.2012 r. – DONG Energy)

#### Mitsubishi podpisało porozumienie z TenneT



Fot. TenneT Copyright © TenneT  
All rights reserved

Japońska spółka wykupiła za 240 mln EUR udziały w morskim projekcie związanym z budową i eksploatacją linii energetycznych łączących farmy wiatrowe położone na Morzu Północnym z wybrzeżem Niemiec. Dwie instalacje energetyczne mają transmitować energię z farm BorWin1 oraz BorWin2. Kable o łącznej długości 400 km będą w stanie przesłać 1200 MW energii elektrycznej. Wartość projektu rozwijanego dotychczas samodzielnie przez holenderską firmę TenneT wynosi 1,2 mld EUR. Aktualnie TenneT jest zaangażowany w dziewięć projektów zakładających przesył czystej energii z farm morskich położonych na niemieckim szelfie.

(22.02.2012 r. – Recharge, Reuters)

## Powstanie podmorska linia na Wyspach Brytyjskich



Copyright © Siemens AG  
All rights Reserved

Spółki Siemens i Prysmian pozyskały kontrakt o wartości ponad 1,1 mld EUR dotyczący budowy jednej z najdłuższych na świecie morskich linii transmitujących energię w oparciu o technologię HVDC (High Voltage Direct Current).

Western-Link o napięciu 600 kV ma mieć przepustowość 2200 MW. Projekt jest rozwijany na zlecenie spółek dystrybucyjnych ScottishPower Transmission oraz National Grid, które chcą w ten sposób zintegrować swoje systemy. Energia będzie pochodziła głównie z nowych szkockich elektrowni wiatrowych. Podmorski odcinek o długości 420 km połączy Hunterston leżące w hrabstwie Ayrshire z walijskim wybrzeżem. Konstrukcja pozwoli na transmitowanie energii w obydwu kierunkach, zależnie od aktualnych potrzeb. Ocenia się, że linia zostanie włączona do eksploatacji pod koniec 2015 r. Prąd zmienny o napięciu 400 kV, typowym dla brytyjskich sieci przesyłowych, będzie konwertowany do prądu stałego w stacjach dostarczonych przez Siemens. Kabel podmorski HVDC zostanie wyprodukowany przez specjalistę w tej dziedzinie, firmę Prysmian.

(21.02.2012 r. – *Re-Charge, Utility Week*)

## Rosatom i Alstom dostarczą sprzęt dla elektrowni w Kaliningradzie

Francusko-rosyjskie konsorcjum Alstom-Atomenergomash (AAEM) podpisało umowę o wartości 875 mln EUR na dostawę wyposażenia dla planowanej elektrowni atomowej w Obwodzie Kaliningradzkim. Przedmiotem dostawy są m.in. parowe turbiny ARABELLE, generatory, separatory i kondensatory. Elektrownia będzie składać się z dwóch bloków, których uruchomienie zaplanowano na 2016 i 2018 r. Zostaną w niej zastosowane reaktory typu PWR (Reaktor Wodny Ciśnieniowy) VVER-1200. Całkowita zainstalowana moc w siłowni wyniesie 2400 MW.

(03.02.2012 r. – *Reuters*)

## Portugalskie sieci energetyczne na sprzedaż

Spółki z Chin i Omanu kupią 40% udziałów w sieciach elektroenergetycznych Portugalii. Wartość transakcji wyniesie 592 mln EUR. Koncern Oman Oil kupi 15% akcji państwowego operatora REN, natomiast chińskie państwowe sieci elektroenergetyczne – 25%.

(02.02.2012 r. – *AFP*)

## Największa elektrownia falowa

Konsorcjum firm Alstom i SSE Renewables podpisało porozumienie w sprawie budowy instalacji wykorzystującej fale morskie do pozyskiwania energii. Projekt Costa Head o mocy 200 MW będzie realizowany w Szkocji. Głębokość wody w tym rejonie wynosi od 60 do 75 m. Będzie to największa elektrownia tego typu na świecie. Konsorcjum przy budowie elektrowni wykorzysta najnowszą technologię firmy AWS Ocean Energy. Alstom posiada obecnie 40% udziałów w tej spółce.

(27.01.2012 r. – *Power Technology*)

## Nowe reaktory dla elektrowni w Temelinie

Czeski koncern CEZ szuka inwestora, który pomógłby mu sfinansować projekt budowy dwóch reaktorów w elektrowni atomowej w Temelinie. Inwestycja jest warta 10 mld USD. Obecnie CEZ jest w trakcie wyboru dostawcy – w przetargu rywalizują: amerykański Westinghouse Electric Corp, francuska Areva i rosyjsko-czeskie konsorcjum na czele z Atomstrojeksportem. Zwycięzca zostanie wyłoniony pod koniec przyszłego roku, a budowa ma ruszyć nie później niż w 2016 r.

(26.01.2012 r. – *DGP*)

## Projekt atomowy w Holandii odsunięty w czasie

Holenderska spółka energetyczna Delta odkłada na 2–3 lata decyzję o rozpoczęciu budowy nowego reaktora w elektrowni jądrowej Borselle. Projekt został tylko zawieszony i możliwa będzie jego realizacja w przyszłości. Delta doszła do wniosku, że obecnie nie ma odpowiednich warunków do rozpoczęcia budowy nowego reaktora. Składa się na to wiele czynników, m.in. brak konkretów co do przyszłości europejskiego systemu handlu emisjami gazów cieplarnianych oraz podziału uprawnień do emisji, kryzys finansowy, mniejsze zapotrzebowanie na energię i niski poziom jej cen, a także ogólny klimat inwestycyjny.

(24.01.2012 r. – *PAP*)

## Rosyjski sektor energetyczny pilnie wymaga modernizacji

Rosyjska energetyka jest od dawna niedoinwestowana, a przez to awaryjność sieci i straty energii są ogromne. Szacuje się, że w ciągu ostatnich dwudziestu lat straty w przesyłce energii regularnie rosły, osiągając aż 50%. Z oficjalnych programów rządowych wynika, że do 2020 r. na modernizację sektora wydane zostanie ponad 320 mld USD. Zaplanowano, że inwestycje w elektrownie pochłoną 210 mld USD, a kolejne 150 mld USD zostanie wydane na sieci przesyłowe. Na ciepłownictwo przekazane będzie około 130 mld USD. 80 mld USD ma być przeznaczony na odnawialne źródła energii oraz na energetykę jądrową.

(23.01.2012 r. – *Rzeczpospolita*)

## Linia HVDC połączyła Finlandię i Szwecję

Spółka energetyczna ABB oddała do użytku łącznik Feno-Skan 2 przystosowany do transmisji 800 MW energii elektrycznej. Linia wysokiego napięcia prądu stałego (500 kV) została położona na dnie morza na głębokości sięgającej 100 m. Jej całkowita długość wynosi 300 km, z czego część podwodna poprowadzona przez Zatokę Botnicką to około 200 km. Wartość projektu, bez uwzględnienia kosztu stacji konwertorowych, wynosi 150 mln EUR. Nowa inwestycja została zaprojektowana równolegle do oryginalnej linii. Pierwsza linia HVDC o parametrach 500 MW/400 kV została uruchomiona pomiędzy dwoma skandynawskimi krajami w 1989 r. Celem projektu jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego regionu i ułatwienie handlu energią elektryczną.

(12.01.2012 r. – *Subsea World News*)

## Vattenfall sprzedał belgijskie aktywa

Szwedzki koncern energetyczny sprzedał swoje spółki dystrybucyjne Nuon Power Generation Walloon oraz Nuon Belgium za 157 mln EUR. Belgijskie firmy dostarczały energię elektryczną i gaz dla ponad 0,5 mln klientów. Przejmującym

jest włoska spółka ENI. Sprzedaż aktywów jest częścią strategii Vattenfalla, która zakłada skupienie się na rynku niemieckim, holenderskim, francuskim i szwedzkim.

(12.01.2012 r. – *Renewable News*)

## Afryka

### Największa afrykańska farma wiatrowa

Farma zlokalizowana w północnej części Kenii będzie składała się z 365 turbin wiatrowych o mocy 0,85 MW każda. Projekt Lake Turkana Wind będzie kosztował 775 mln USD. Prace konstrukcyjne rozpoczną się w czerwcu 2012 r. Jest to największa prywatna inwestycja w historii Kenii. Projekt wykorzystuje unikatowe warunki naturalne sprzyjające produkcji energii elektrycznej z wiatru. Instalacje będą położone od 450 m do 2300 m nad poziomem morza. Finansowanie i zarządzanie zapewniają firmy i fundusze inwestycyjne: KP&P Africa B.V., Aldwych International, Industrial Development Corporation of South Africa (IDC), Industrial Fund for Developing Countries (IFU) oraz Norwegian Investment Fund for Developing Countries (Norfund). Farma osiągnie docelową moc 300 MW w pierwszym kwartale 2015 r. Energia elektryczna będzie sprzedawana na mocy długoterminowej umowy firmie Kenya Power. Cena transakcyjna została ustalona na 0,12 USD za 1 kWh.

(11.04.2012 r. – *Lake Turkana Wind Project*)

### Zambia buduje dwie linie energetyczne

Prace konstrukcyjne dotyczące linii wysokiego napięcia 330 kV mają ruszyć w drugiej połowie 2012 r. Linie posłużą do zasilenia nowych projektów górniczych i przemysłowych. Zambia, jeden z czołowych producentów miedzi, chce udostępnić także złoża rud manganu. Koszt inwestycji wyceniany jest na 285 mln USD.

(15.03.2012 r. – *Reuters Africa*)

### Kamerun zainwestuje 1 mld USD w hydroelektrownię

Rząd afrykańskiego kraju podpisał memorandum o współpracy z firmą Joule Africa przy realizacji projektu budowy elektrowni wodnej Kpep. Joule ma przygotować w ciągu 24 miesięcy studium wykonalności inwestycji. Elektrownia o docelowej zainstalowanej mocy 450 MW zwiększy potencjał produkcji energii elektrycznej w Kamerunie o 40%. Instalacja ma powstać na rzece Katsina-Ala, na północ od miasta Bamenda, w pobliżu granicy z Nigerią. Joule Africa realizuje projekt we współpracy z Bethel Industrievertretung of Bamenda-Cameroon oraz europejską spółką inżynierską Lahmeyer International. Lahmeyer ma wieloletnie doświadczenie w projektowaniu hydroelektrowni na kontynencie afrykańskim.

(13.03.2012 r. – *Reuters Africa*).

### Powstała linia energetyczna łącząca Etiopię z Sudanem



Państwowa spółka energetyczna Ethiopian Electric Power Corporation zakończyła prace konstrukcyjne w ramach projektu, który integruje systemy przesyłowe Etiopii

i Sudanu. Linia 230 kV o długości 296 km łączy miasta Bahir-Dar, Metema oraz położoną na granicy miejscowość Gedaref, gdzie nastąpi wpięcie do sudańskiego systemu energetycznego. Projekt uzyskał wsparcie Banku Światowego w wysokości 41 mln USD. W początkowym okresie Etiopia będzie eksportować do swojego sąsiada 100 MW energii elektrycznej pochodzącej z lokalnych hydroelektrowni. Rząd Etiopii przygotowuje się do innych podobnych realizacji. Od 2016 r. chce eksportować 400 MW energii do Kenii.

(25.02.2012 r. – *The Africa Report*)

### Zambia i Zimbabwe chcą budować hydroelektrownię na Zambezi

Wielki projekt o wartości 4 mld USD dotyczy budowy elektrowni wodnej Batoka o mocy 1650 MW. Kraje uzgodniły, że zlecają przygotowanie analizy wykonalności dla tej inwestycji. Obiekt ma być zlokalizowany poniżej wodospadów Wiktorii. Projekt ma nadzorować spółka energetyczna Zesa Holdings z Zimbabwe. Ma on być zrealizowany w trybie BOT (build, operate and transfer). Jest to forma inwestowania polegająca na wybudowaniu obiektu, zarządzaniu nim w początkowym okresie, rozruchu oraz próbach technicznych, a następnie przekazaniu go właścicielowi.

(22.02.2012 r. – *International Water Power and Dam Construction*)

### Kengen inwestuje w elektrownie geotermalne

Firma poinformowała o podjęciu prac konstrukcyjnych nad największą w Afryce Wschodniej elektrownią geotermalną. Kenijska elektrownia o mocy 280 MW zostanie uruchomiona w kwietniu 2014 r. Fundusze na budowę instalacji w wysokości 1,3 mld USD pochodzą z pożyczek udzielonych przez Japan International Co-operation Agency, French Development Agency, Europejski Bank Inwestycyjny i Bank Światowy. Spółka podaje, że w 2018 r. będzie dostarczać na rynek energię pochodzącą w połowie ze źródeł geotermalnych. W kolejnych latach Kengen musi zainwestować około 4,5 mld USD, aby produkować 1200 MW z otworów geotermalnych w rejonie Olkaria oraz Menengai. Jak się ocenia Kenia ma potencjał do wytwarzania nawet 10 GW z tego typu instalacji.

(27.01.2012 r. – *Reuters Africa*)

## Ameryka Północna

### Projekt wiatrowy Alta Wind

Spółka Terra-Gen zapewniła sobie finansowanie dwóch kalifornijskich instalacji wiatrowych o łącznej mocy 300 MW. Spodziewane nakłady wyniosą 650 mln USD. Prace konstrukcyjne powierzono firmie Blattner Energy. Instalacje są częścią zaplanowanego na wiele lat projektu Alta Wind Energy Center zlokalizowanego w Tehachapi. Jak dotąd uruchomiono 1020 z 1320 MW. Farmy wykorzystują turbiny typu V90-3.0 MW wyprodukowane przez firmę Vestas.

(20.04.2012 r. – *Recharge*)

### Rusza budowa farmy wiatrowej Flat Ridge 2

Projekt w stanie Kansas rozwijają spółki BP Wind Energy oraz Sempra US Gas & Power. Na działce o powierzchni 27 tys. ha zostaną zainstalowane turbiny o łącznej mocy



419 MW dostarczone przez GE Energy. Jest to ilość wystarczająca do zasilenia 125 tys. domów. Koszty konstrukcyjne ocenia się na 800 mln USD.

Częściowe uruchomienie produkcji ma nastąpić jeszcze przed końcem 2012 r.

(12.04.2012 r. – *Wicbita Business Journal*)

#### Nowa elektrownia gazowa w Luizjanie

Spółka Entergy Louisiana uruchomi zaawansowaną technologicznie instalację Ninemile Unit 6 w pierwszym kwartale 2015 r. Blok o mocy 550 MW ma powstać w miejscowości Westwego. Prace konstrukcyjne zostaną powierzone spółce Shaw. Szacunkowa wartość inwestycji przekracza 700 mln USD. Odbiorcami energii będą miasta zlokalizowane na południu stanu, w tym Nowy Orlean. Spółka energetyczna ocenia, że oszczędności z tytułu wykorzystania taniego paliwa gazowego wyniosą rocznie około 50 mln USD.

(06.04.2012 r. – *Market Watch*)

#### Algonquin Power inwestuje 888 mln USD w farmy wiatrowe

Spółka energetyczna zakupiła udziały w czterech elektrowniach wiatrowych o łącznej mocy 480 MW. Chodzi o farmy Minonk w Illinois (200 MW), Senate w Teksasie (150 MW), Pocahontas Prairie w Iowa (80 MW) oraz Sandy Ridge w Pensylwanii (50 MW). Sprzedającym jest firma Gamesa Corporación Tecnológica. Instalacje zostaną włączone do sieci w 2012 r. Cztery farmy wyprodukują łącznie 1644 GWh energii elektrycznej rocznie. Wyposażone są w turbiny Gamesa G9X o mocy 2 MW.

(09.03.2012 r. – *Market Watch*)

#### Elektrownia gazowa w Północnej Karolinie

Spółka Dominion Virginia Power wyda 1 mld USD na budowę elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym. Obiekt będzie zlokalizowany w hrabstwie Brunswick. Siłownia o mocy 1300 MW będzie w stanie zapewnić energię elektryczną dla 325 tys. gospodarstw domowych. Realizację projektu zaplanowano na lata 2013–2016. Elektrownia ma zastąpić dwa bloki zasilane węglem, których czas technicznego życia zbliża się do końca.

(01.03.2012 r. – *Market Watch*)

#### Nowe reaktory jądrowe w USA

Amerkański rząd wydał zgodę na budowę nowych reaktorów jądrowych. Firma Southern Company otrzymała licencję na rozbudowę swojej elektrowni atomowej Vogtle w stanie Georgia. Inwestycja o wartości około 14 mld USD ma przyczynić się do powstania 25 tys. miejsc pracy. Nowe reaktory o numerach 3 i 4 mają zostać włączone do systemu energetycznego kolejno w 2016 i 2017 r. Są to pierwsze od 1979 r. inwestycje w sektorze atomowym w tym kraju. Doшло wówczas do poważnej awarii w elektrowni atomowej pod Harrisburgiem.

(09.02.2012 r. – *Southern Company*)

## Ameryka Południowa

### Elektrownia wiatrowa 100 MW powstanie w Urugwaju

Projekt będzie wspólnym przedsięwzięciem urugwajskiej spółki energetycznej UTE oraz brazylijskiej firmy Electrosul. Instalacja powstanie w pobliżu granicy z Brazylią, w odległości około 300 km na wschód od Montevideo. Projekt o wartości 200 mln USD zostanie zrealizowany w trybie partnerstwa prywatno-publicznego. Instalacja ma zostać uruchomiona do 2013 r. Urugwaj planuje pozyskiwać 20% energii elektrycznej z farm wiatrowych do 2020 r.

(24.04.2012 r. – *Energy Business Review*)

### Arcadis będzie nadzorował projekt Belo Monte

Konsorcjum z Arcadis Logos jako liderem podpisało umowę o wartości 146 mln USD związaną z budową jednej z największych hydroelektrowni świata o mocy 11,2 GW. Elektrownia będzie zlokalizowana na rzece Xingu w stanie Para, w północnej części Brazylii. Firmy wykonują prace związane z projektowaniem, nadzorem inżynierskim i koordynacją prac. Właścicielem inwestycji jest spółka energetyczna Norte Energia. Arcadis brał udział w latach 70. w budowie innej brazylijskiej megahydroelektrowni Itapu o mocy 14 GW.

(06.04.2012 r. – *Arcadis*)

### Enel Green Power uruchomił hydroelektrownię w Gwatemali

Włoska spółka energetyczna podała, że elektrownia Palo Viejo ma zainstalowaną moc 85 MW. Jest zdolna wyprodukować 370 mln kWh zielonej energii elektrycznej rocznie, ograniczając tym samym emisję CO<sub>2</sub> o 280 tys. t. Budowa instalacji była realizowana przy wsparciu publiczno-prywatnej instytucji finansowej Simest. Enel obsługuje obecnie w Ameryce Łacińskiej elektrownie o łącznej mocy 754 MW.

(20.03.2012 r. – *Business Americas*)

### Skanska zbuduje instalację wiatrową w Chile

Szwedzka grupa budowlana podpisała kontrakt o wartości 76 mln USD dotyczący kompleksowej realizacji projektu energetycznego. Farma wiatrowa o mocy 115 MW składać się będzie z 50 turbin. Skanska będzie odpowiedzialna za wykonanie projektu, prace fundamentowe, budowę dróg dojazdowych oraz infrastruktury energetycznej. Włączenie farmy do chilijskiej sieci ma nastąpić w IV kwartale 2013 r.

(19.03.2012 r. – *Skanska*)

### 102 MW z wiatru w Hondurasie

Spółki Iberdrola Ingeniería and Gamesa oddały do użytku największą w tym kraju farmę wiatrową. Projekt Cerro de Hula został zrealizowany na terenie odległym o 24 km od stolicy kraju Tegucigalpy. Instalacja wykorzystuje 51 turbin Gamesy o mocy 2 MW. Właścicielem projektu jest państwowa firma energetyczna Energía Eólica de Honduras. Zdolności produkcyj-



ne energii elektrycznej w Hondurasie zostały zwiększone o 10%.

(24.02.2012 r. – *Wind Power Monthly*)

## Bliski Wschód

### Mott MacDonald z kontraktem w Omanie

Spółka pozyskała kontrakt na nadzór inżynierski planowanej budowy elektrowni gazowej o mocy 2000 MW. Projekt o wartości 1,5 mld USD jest realizowany przez firmę Phoenix Power Company. Obiekt powstanie w miejscowości Sur, w regionie Sharqiyah. Elektrownia pracująca w cyklu kombinowanym będzie wyposażona w generatory turbiny przez Siemens. Pierwszy blok o mocy 433 MW będzie udostępniony w kwietniu 2013 r., a pozostała część do połowy 2014 r.

(30.04.2012 r. – *Arabian Business*)

### Największa farma wiatrowa w Turcji

Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju przyznał 135 mln EUR pożyczki firmie energetycznej Enerjisa, która rozwija projekt budowy farmy wiatrowej o mocy 142 MW w tureckim mieście Balıkesir. Instalacja będzie składała się z 52 turbin. Uruchomienie instalacji zaplanowane jest na III kwartał 2012 r. Obecnie w Turcji pracują farmy wiatrowe o łącznej mocy ponad 1,6 GW. Enerjisa planuje do 2015 r. uruchomić instalacje w różnych sektorach o łącznej mocy 5 GW.

(30.04.2012 r. – *Balkans.com Business News*)

### Saudi Electricity pożyczcy 1,4 mld USD na budowę elektrowni

Fundusze zostaną przeznaczone na realizację kolejnej fazy projektu Rabigh, który jest rozwijany około 150 km na północ od miasta Jeddah. Plan inwestycyjny zakłada budowę czterech bloków energetycznych mocy 700 MW każdy. Wykonawcą prac konstrukcyjnych i dostawcą wyposażenia będzie koreańska spółka Doosan Heavy Industries & Construction. Instalacja powinna zostać włączona do sieci w połowie 2015 r.

(09.04.2012 r. – *Bloomberg*)

### Instalacja solarna na pustyni Negev

Izraelska spółka Arava Power potwierdziła fakt otrzymania niezbędnych licencji na budowę elektrowni słonecznej



Copyright © Arava Power. All Rights Reserved

o wartości 150 mln USD. Projekt ma zostać zrealizowany do końca 2014 r. Początkowo zainstalowana moc osiągnie poziom 40 MW. Produkowana energia elektryczna będzie zasilać miasto Eliat, kurort położony nad Morzem Czerwonym.

(17.03.2012 r. – *pv magazine*)

### Projekt wodno-energetyczny w Kuwejcie

Konsorcjum firm Sumitomo Corporation, International Power-GDF Suez oraz Abdullah Hamad Al Sagar and Bros Co zostało wybrane na wykonawcę projektu Az Zour North Independent Power & Water. Przedmiotem inwestycji jest budowa elektrowni gazowej pracującej w cyklu kombinowanym o mocy 1500 MW oraz stacji odsalania wody o wydajności 460 tys. m<sup>3</sup> na dobę. Instalacje mają powstać w odległości 100 km na południe od Kuwait City. Uruchomienie ich zaplanowano na maj 2015 r.

(15.03.2012 r. – *Power Engineering*)

### Iran buduje elektrownię w Syrii

Iran Power Plant Projects Management Company podała, że elektrownia o mocy 470 MW zostanie oddana w ciągu 28 miesięcy. Instalacja powstaje w miejscowości Swaida, położonej na południe od Damaszku. Łącznie irańskie inwestycje energetyczne w Syrii osiągną moc 1300 MW. Iran jest zainteresowany także eksportem energii elektrycznej do Syrii i Libanu. Techniczne możliwości wykorzystania do tego celu sieci energetycznych Iraku pojawią się w maju 2012 r. Iran prowadzi handel energią elektryczną z Afganistanem, Armenią, Azerbejdżanem, Pakistanem i Turkmenistanem. Wartość tej wymiany szacuje się na 1 mld USD.

(14.03.2012 r. – *IRNA*)

### Projekt solarny w Omanie za 2 mld USD

Konsorcjum firm Terra Nex Financial Engineering AG ze Szwajcarii i Best Select Group of Funds z Niemiec, działające w porozumieniu z lokalną spółką Sheikh Hilal al Maawali, będzie rozwijać projekt energetyczny w Sultanacie Omanu. Instalacja fotowoltaiczna ma mieć docelowo moc 400 MW. Na miejscu powstanie też fabryka produkująca panele słoneczne.

(17.01.2012 r. – *Utilities Middle East*)

## Azja

### Gruzja rozpoczyna budowę elektrowni wodnej

Hydroelektrownia Neskra o mocy 210 MW będzie kosztowała budżet kraju 630 mln USD. Obiekt hydrotechniczny zbuduje do 2017 r. chiński specjalista w tej dziedzinie firma Sinohydro. Celem realizacji tej inwestycji jest zmniejszenie uzależnienia Gruzji od energii produkowanej w elektrowniach węglowych. Planowane nakłady inwestycyjne w ciągu najbliższych pięciu lat na sektor elektrowni wodnych wyniosą w Gruzji 2,5 mld USD.

(27.04.2012 r. – *Business Week*)

### Elektrownia węglowa w Indiach za 2,4 mld USD

Firma Power Construction Corporation of China podpisała z Infrastructure Leasing & Financial Services (IL&FS) kontrakt na wykonanie drugiej fazy projektu w Tamil Nadu, w południowej części Indii. W ramach umowy powstaną cztery bloki węglowe o mocy 660 MW każdy. Elektrow-

nia o docelowej mocy 3660 MW będzie zasilana węglem kamiennym importowanym z Indonezji. Energia elektryczna zostanie sprzedana lokalnym dystrybutorom w oparciu o długoterminowe umowy.

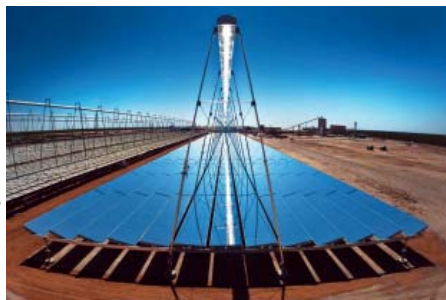
(20.04.2012 r. – Reuters)

#### Armeńska elektrownia atomowa popracuje dłużej

Armenia podjęła decyzję o przedłużeniu do 2020 r. pracy siłowni atomowej w Metsamor o mocy 407 MW. Zlokalizowana jest ona w odległości 30 km od stolicy kraju, Erywania i działa od 1980 r. Generuje tyle energii, że wystarcza jej na zaspokojenie 40% zapotrzebowania kraju. Decyzja ta została zaakceptowana przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA), chociaż siłownia znajduje się w obszarze sejsmicznym.

(20.04.2012 r. – PAP)

#### Elektrownia słoneczna od Arevy



Francuski koncern zapowiedział powstanie największej w Azji instalacji skoncentrowanej energii słonecznej o mocy 250 MW. Ma ona powstać do 2013 r. w indyjskim stanie Radżastan.

Firma poinformowała o podpisaniu kontraktu przez jej spółkę zależną Arevy Solar z indyjską grupą Reliance Power Ltd.

(19.04.2012 r. – Arevy)

#### Japonia stawia na solary

Firmy Kyocera, IHI oraz Mizuho Corporate Bank porozumiały się w sprawie budowy elektrowni solarnej o mocy 70 MW, która ma powstać w południowej części Japonii. Budowa instalacji ma pomóc w zmniejszeniu niedoborów energii, jakie występują w Japonii po ubiegłorocznym trzęsieniu ziemi i zamknięciu bloków w siłowniach nuklearnych. Projekt ma ruszyć w lipcu. Będzie wymagał zainwestowania około 25 mld jenów. IHI przekazało na potrzeby instalacji grunt o powierzchni 130 ha. Firma Kyocera jest odpowiedzialna za dostawę paneli. W ramach innego ogłoszonego ostatnio projektu zarządzanego przez Softbank Corp. ma powstać elektrownia o mocy 200 MW. Instalacja solarne będzie zlokalizowana na obszarze 480 ha, na wyspie Hokkaido.

(12.04.2012 r. – The Japan Times)

#### Największa hydroelektrownia w rejonie Himalajów

W marcu doszło do podpisania umowy pomiędzy chińską spółką Three Gorges Corp. a Ministerstwem ds. Energii Nepalu w sprawie budowy hydroelektrowni na rzece Seti. Wartość inwestycji szacuje się na 1,6 mld USD. 25% udział w projekcie zatrzyma dla siebie nepalska spółka energetyczna, 24% zostanie przydzielone mieszkańcom regionu, a reszta przypadnie chińskiemu inwestorowi. Zdaniem stron, elektrownia o mocy 750 MW powinna zostać uruchomiona do końca 2019 r.

(10.04.2012 r. – Wall Street Journal)

#### Pierwsza farma wiatrowa w Mongolii

Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju przyznał pożyczkę w wysokości 42 mln USD spółce Clean Energy. Ma ona zamiar zbudować pierwszą instalację wiatrową w tym kraju. Elektrownia Salkhit o mocy 50 MW ma być zlokalizowana około 70 km od stolicy Ułan Bator. Clean Energy wykorzysty 31 turbin wiatrowych produkcji General Electric.

(24.03.2012 r. – REVE)

#### Elektrownie geotermalne w Indonezji

Konsorcjum firm Sumitomo Corporation, PT Supreme Energy oraz GDF Suez poinformowało o planach budowy instalacji geotermalnych zlokalizowanych w Muara Laboh i Rajabasa, na wyspie Sumatra. Każda z elektrowni będzie charakteryzowała się mocą 220 MW, co stawia je na jednym z czołowych miejsc na świecie. Prace konstrukcyjne rozpoczną się w połowie 2013 r. Uruchomienie siłowni przewidziane jest na III kwartał 2016 r. Energia elektryczna będzie sprzedawana do państwowej spółki Perusahaan Listrik Negara na mocy ważnej przez trzydzieści lat umowy.

(06.03.2012 r. – Jakarta Post)

#### Wietnam buduje linię energetyczną za 0,5 mld USD

National Power Transmission, spółka zależna koncernu Electricity of Vietnam, zbuduje linię energetyczną o napięciu 500 kV. Będzie liczyć 437 km długości i połączy pięć wietnamskich prowincji, w tym Ho Chi Minh City. Sieć powstanie do końca 2013 r. i znacząco poprawi pewność zasilania w energię elektryczną w południowej części kraju.

(02.03.2012 r. – VietNam News)

#### Budowa elektrowni węglowej w Bangladeszu

Hinduska spółka NTPC Limited podpisała umowę z Bangladesh Power Development Board dotyczącą wspólnego działania na rzecz budowy elektrowni o mocy 1320 MW. Będzie ona składała się z dwóch bloków po 660 MW, działających w oparciu o spalanie importowanego węgla kamiennego. Wartość inwestycji wynosi 1,5 mld USD. Siłownia zostanie uruchomiona do 2016 r.

(03.02.2012 r. – Financial Express Bangladesh)

## Australia

#### Kontrakt na budowę elektrowni gazowej dla Ichthys

Konsorcjum firm GE, UGL oraz CH2M HILL zbuduje za 550 mln USD elektrownię w ramach projektu Ichthys LNG, w północnej części Australii. Zlecenie pochodzi od konsorcjum JKC Australia LNG. Siłownia o mocy 500 MW zostanie wyposażona w turbiny i generatory przez koncern GE. Prace konstrukcyjne w Blyden Point potrwać pomiędzy połową 2013 r. i III kwartałem 2016 r. Projekt LNG Ichthys o wartości 34 mld USD to jedna z największych inwestycji sektora paliwowo-energetycznego w Australii.

(30.04.2012 r. – Power Engineering Magazine)

Redaguje Robert Osikowicz



na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)

# Mała elektrownia wodna w Cieszynie

Ewa Krasuska  
KWH PIPE POLAND sp. z o.o.

Energia wodna to najpowszechniej wykorzystywane źródło energii odnawialnej na świecie. Odsetek energii z niej uzyskiwanej stanowi około 16% produkcji globalnej i stale rośnie.

W ostatnich latach również w Polsce wzrosła liczba projektów hydroenergetycznych, głównie małych elektrowni, wykorzystujących lokalne ciekłki wodne do produkcji taniej i czystej energii. Jedną z nich jest niedawno wybudowana siłownia w Cieszynie, gdzie po raz pierwszy w Polsce wykorzystano technologię PEHD Weholite do budowy rurociągu derywacyjnego

Energetyka wodna ma w Polsce długą tradycję. W okresie międzywojennym na terenie naszego kraju funkcjonowało około 6500 siłowni wodnych, jednak zawirowania historyczno-polityczne sprawiły, że do czasów obecnych przetrwało ich zaledwie kilkaset. W efekcie potencjał hydroenergetyczny Polski, szacowany na 13,7 TWh, wykorzystany jest w około 15%, co przekłada się na niecałe 2% krajowej produkcji energii. Na szczęście w ostatnich latach sytuacja zaczęła się zmieniać. Członkostwo w UE nałożyło na Polskę wymagania dotyczące pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych (do 2020 r. ma to być 15% produkcji krajowej) dając tym samym impuls do rewitalizacji przemysłu energetycznego. Równocześnie trwa ożywiona debata na temat bezpieczeństwa energetycznego kraju i dywersyfikacji źródeł energii. Znacząca jest też zmiana w świadomości Polaków, którzy zwracają coraz większą uwagę na kwestie ochrony środowiska, w tym na problem nadmiernej emisji dwutlenku węgla towarzyszący produkcji energii z paliw kopalnych. Budowa mikro- i małych elektrowni wodnych, uznawanych za niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii, jest zatem tematem aktualnym. Ważny jest również aspekt ekonomiczny –

pozyskiwanie energii z wody to biznes, który po prostu się opłaca. Nic więc dziwnego, że w ostatnich latach pojawiło się w Polsce wiele firm zajmujących się realizacją małych projektów hydroenergetycznych, wśród nich MEW S.A. – inwestor elektrowni w Cieszynie.

## W zgodzie z naturą

Warta około 4,9 mln zł inwestycja MEW przewidywała budowę małej elektrowni derywacyjnej o mocy 0,56 MW wykorzystującej spadek rzeki Olzy. Derywacja kanałowa lub rurociągową stosowana jest na odcinkach rzeki, na których występują zakola. Rozwiązanie to pozwala na skrócenie naturalnego biegu rzeki, dzięki czemu uzyskuje się spadek większy niż spiętrzenie na jazie. W Polsce rurociągi stosuje się zazwyczaj dla dużych elektrowni, podczas gdy w małych obiektach wykorzystuje się kanały otwarte. W przypadku inwestycji w Cieszynie o wyborze rurociągu zdecydowała m.in. lokalizacja elektrowni w parku miejskim. Miasto zobowiązało inwestora do opracowania takiego projektu, by obiekt nie zaburzał estetyki otoczenia i nie zakłócał nadmiernie jego przestrzeni funkcjonalnej. „Budowa w Cieszynie była specyficzna ze względu na jej usytuowanie na terenie parku”





– potwierdza Maciej Nadulski, dyrektor ds. inwestycji MEW S.A. – „Musieliśmy udowodnić, że elektrownia nie będzie znacząco widoczna, wkomponować ją w krajobraz, dlatego zdecydowaliśmy, że budynek siłowni będzie posadowiony w ziemi, a kanał zakopany”. Inne zalety zastosowania rurociągu to według inwestora minimalne koszty jego utrzymania ograniczone do przeprowadzania bieżących przeglądów, mniejsze oddziaływanie na środowisko oraz większa wydajność energetyczna niż w przypadku kanału otwartego.

## PEHD naturalnie

Inwestor długo rozważał kwestię wyboru materiału do budowy rurociągu. Projekt techniczny przewidywał zastosowanie rur z włókna szklanego, jednak ostatecznie zdecydowano się na niskociśnieniowe rury PEHD Weholite o średnicy 2200 mm produkowane przez KWH Pipe. Spółka MEW doceniła nie tylko wysoką jakość technologii Weholite, ale również elastyczne warunki współpracy zaproponowane przez KWH Pipe oraz bogate doświadczenie firmy przy podobnych projektach na świecie. Inwestycja w Cieszynie to pierwszy w Polsce przykład wykorzystania systemu PEHD Weholite do budowy rurociągu derywacyjnego dla elektrowni wodnej, jednak w wielu krajach technologia ta wykorzystywana jest przy projektach hydroenergetycznych od lat.



Fot. 2, 3. Instalacja rurociągu derywacyjnego  
Fot. 4. Jaz na rzece Olzie

Dobrym przykładem jest Kanada, plasująca się w pierwszej piątce największych producentów energii wodnej na świecie, gdzie KWH Pipe ma na koncie wiele podobnych inwestycji.

Wytrzymałe, stuprocentowo szczelne i lekkie rury PEHD Weholite tym razem świetnie sprawdziły się w Cieszynie. Stosunkowo niska waga Weholite w porównaniu z rurami wykonanymi z tradycyjnych materiałów, takich jak stal, żeliwo czy beton, znacznie ułatwiły ich transport oraz instalację w specyficznych warunkach parku miejskiego. Z kolei odporność na korozję, czynniki chemiczne i uszkodzenia związane z osiadaniem podłoża dawały gwarancję wysokiej niezawodności i długiej żywotności podziemnego rurociągu, a co za tym idzie obniżenia kosztów eksploatacji do minimum.

Oprócz wymienionych zalet Weholite kluczowe znaczenie dla inwestora miała gładka powierzchnia wewnętrzna rurociągu. Dzięki niskiemu współczynnikowi chropowatości bezwzględnej  $k$  rur, możliwości rezygnacji z łuków segmentowych oraz jednorodnym połączeniem odcinków rurociągu straty energii powodowane tarcieniem wody wewnątrz niego są zminimalizowane, co przekłada się na większą wydajność elektrowni, a zatem większą opłacalność inwestycji.

## Instalacja

Prace związane z budową elektrowni rozpoczęto w październiku 2010 r. od wykonania wykopu pod



Fot. 5. Instalacja kształtki specjalnej tzw. „portek”

Fot. 6. Wykorzystanie łagodnego promienia gięcia rurociągu

budynek elektrowni i rurociąg. Pierwsze dostawy elementów rurociągu poprzedził transport próbny, mający na celu ustalenie optymalnej długości odcinków rur przy uwzględnieniu warunków instalacji w parku. Ostatecznie rury produkowano w 12,5-metrowych sekcjach, a następnie transportowano z fabryki KWH Pipe w Kleszczowie za pomocą ciągników siodłowych. W sumie w okresie od listopada 2010 do września 2011 r. KWH Pipe dostarczyła na miejsce budowy 42 transporty rur Weholite o łącznej długości 510 m.

Rury łączono w odcinki o długościach od 50 do 100 m metodą automatycznego spawania ekstruzyjnego na powierzchni terenu. Po posadowieniu w wykopie wykonano połączenia sekcji. Za połączenia odpowiedzialny był serwis KWH Pipe. Taki sposób montażu zapewnił nie tylko stuprocentową szczelność i jednorodność połączeń na całej długości rurociągu, ale również sprawdził się w trudnych warunkach zimowych. Kolejną korzyścią wynikającą z zastosowania technologii Weholite była możliwość łagodnego wyginania rurociągu dzięki elastyczności rur. Ułatwiło to operację przenoszenia i posadowienia rurociągu w wykopie oraz umożliwiło rezygnację z łuków segmentowych i bloków oporowych. To z kolei pozwoliło inwestorowi zaoszczędzić czas i pieniądze.

Niezwykle przydatna okazała się również możliwość prefabrykowania złożonych kształtek. Końcowy odcinek rurociągu, trójnik o wlocie DN2200 i dwóch wylotach DN1600 służący do rozdzielania strumienia wody na dwie turbiny (tzw. „portki”), został wykonany w fabryce KWH Pipe i dostarczony na miejsce montażu w kwietniu 2011 r. specjalnym transportem. Po intensywnych pracach w maju 2011 r., rurociąg zabezpieczono i przykryto ziemią, a w czerwcu ukończono prace nad budynkiem elektrowni. We wrześniu 2011 r. do Cieszyna przewieziono ostatnie części rurociągu – elementy kołnierzowe niezbędne do połączenia kana-

łu z turbinami. Po uwzględnieniu czasu potrzebnego na instalację turbin i odbiór obiektu, uruchomienie elektrowni przewidziano na styczeń 2012 r.

### Wybór, który się opłaca

Energia wodna to stosunkowo tanie i odnawialne źródło energii, które nie powoduje szkodliwych emisji do atmosfery. W przeciwieństwie do wielkich elektrowni szczytowo-pompowych, które w istotny sposób zmieniają przepływy rzek i silnie wpływają na środowisko naturalne,



małe elektrownie wodne postrzegane są jako ekologiczne i przez to uważane za przyszłość hydroenergetyki. Biorąc pod uwagę stale rosnący popyt na energię elektryczną oraz problem wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych, takich jak węgiel kamienny i brunatny, na których opiera się polska energetyka, można śmiało stwierdzić, że również w naszym kraju zainteresowanie tym źródłem energii odnawialnej będzie rosło.

Usytuowanie małej elektrowni wodnej w Cieszynie w obszarze parku miejskiego wymogło na inwestorze dostosowanie rozwiązań technicznych do narzuconych warunków. Wytrzymałe, szczelne i lekkie rury PEHD Weholite doskonale sprostały wymogom inwestycji, pozwoliły na obniżenie kosztów i usprawnienie instalacji. W miarę rozwoju małej hydroenergetyki w Polsce zastosowanie rur PEHD w tego typu projektach będzie zapewne rosnąć. Dzięki udanej realizacji KWH Pipe w Cieszynie już dziś wiadomo, że wybór wysokiej jakości technologii popartej wieloletnim doświadczeniem to inwestycja, która się opłaca. ■



## Systemy rurociągów technologicznych z PE dla Przemysłu

Rurociąg Weholite DN 2400  
Elektrownia CombiGolfe 420 MW (Francja)

### Wiemy jak to się robi...

- ◆ rurociągi technologiczne
- ◆ wodociągi i kanalizacja
- ◆ rurociągi podwodne i przewierty horyzontalne
- ◆ bezwykopowe renowacje zniszczonych rurociągów
- ◆ systemy odwodnień i drenażu
- ◆ zbiorniki i separatory

[www.kwh.pl](http://www.kwh.pl)



Member of the KWH Group



# Przykłady zastosowania systemów deskowań ULMA w sektorze energetycznym

ULMA Construcción Polska S.A.

Przy wznoszeniu budowli wysokich oraz konstrukcji specjalnych w sektorze przemysłowym niezbędne jest zastosowanie szerokiego asortymentu deskowań i rusztowań. Firma ULMA Construcción Polska dostarczyła tego typu rozwiązania do wykonania wybranych konstrukcji żelbetonowych w elektrowniach w Połańcu, Koninie i Bełchatowie

ULMA Construcción Polska SA od początku swojego istnienia konsekwentnie realizuje zasadę zdywersyfikowanej działalności, pozwalającej na elastyczne dostosowanie oferty do zmian w strukturze rynku. Mając na uwadze stopniowy spadek zleceń w sektorze drogowym, firma koncentruje dziś swoje działania na inwestowaniu m.in. w rozwój systemów samowznoszących i radialnych, znajdujących zastosowanie przy budowie obiektów wysokich oraz konstrukcji specjalnych w sektorze przemysłowym. Przygotowania obejmują także zakrojoną na szeroką skalę rewitalizację sprzętu oraz weryfikację kompetencji projektowych, m.in. w oparciu o szeroką wymianę doświadczeń z zespołami z siostrzanych spółek ULMA, uczestniczącymi wcześniej w tego typu projektach. Poniżej przedstawiamy kilka przykładów aplikacji systemów ULMA podczas realizacji w Polsce wybranych inwestycji w sektorze energetycznym.

## Elektrownia Połaniec

Od maja do września 2011 r. deskowania ULMA wykorzystano na budowie Elektrowni Połaniec przy wykonywaniu dwóch klatek schodowych o wysokości 70 m, zapewniających drogę ewakuacyjną dla osób pracujących przy kotłach umieszczonych w konstrukcji stalowej. Ze względu na małą ilość miejsca na placu budowy oraz brak możliwości zastosowania dźwigu do transportu deskowania, ULMA zastosowała tu po raz pierwszy w Polsce system samowznoszący ATR.

Budowa Zielonego Bloku w Elektrowni Połaniec, będąca jedną z najnowocześniejszych inwestycji energetycznych w Polsce, trwa od dwóch lat. Produkowana w nim energia będzie powstawała ze spalania biomasy w postaci sprasowanych pod wysokim ciśnieniem odpadów drewnianych lub słomy. Technologia ta pozwala na znaczne ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery w porównaniu do tradycyjnych metod pozyskiwania energii.



## Elektrownia Konin

W czerwcu br. w Elektrowni Konin planowane jest przekazanie do pełnej eksploatacji bloku energetycznego o mocy 50 MW, opartego na spalaniu biomasy pochodzenia leśnego i rolnego. Oprócz najważniejszego elementu całego projektu – budowy kotłowni z kotłem fluidalnym – inwestycja obejmuje także budowę instalacji rozładunku, magazynowania, przygotowania oraz transportu biopaliwa wraz z niezbędną infrastrukturą.

Systemy deskowań ULMA znalazły tu zastosowanie podczas wznoszenia 8 silosów żelbetowych o pojemnościach 8000 m<sup>3</sup>, 6000 m<sup>3</sup> i 1000 m<sup>3</sup>, przeznaczonych do magazynowania biomasy. Grubość ścian wszystkich zbiorników usytuowanych na oddylatowanej płycie fundamentowej wynosi 30 cm, ich średnica wewnętrzna waha się od 9 do 22 m, a wysokość od 13 do 19 m w odniesieniu do płaszcza radialnego i do 35 m wraz z konstrukcją stalową dachu. 15-metrowe ściany silosów o pojemności 1000 m<sup>3</sup> zaszalowano w trzech taktach. Pierwsze dwa wykonano przy użyciu deskowania radialnego o wysokości 6 m (2 × 3 m), a trzeci – deskowania o wysokości 3 m. Ściany radialne silosów o pojemnościach 8000 m<sup>3</sup> i 6000 m<sup>3</sup> wykonano w systemie ślizgowym (spoza oferty ULMA), natomiast ściany 8-kątne wewnątrz silosów zaszalowano w systemie ORMA. Podparcie płyty dennej zbiorników o grubości 80 cm zaprojektowano na wieżach T-60, a w przypadku silosa o pojemności 8000 m<sup>3</sup> na podporach C+D 35 i Aluprop 480–600 stężonych w wieży. Płaszcze silosów oparto na słupach żelbetowych o przekroju okrągłym, średnicy od 80 do 100 cm i wysokości 4,5 do 12 m. Do ich wykonania wykorzystano deskowanie TUBUS.

Zaproponowana przez ULMA technologia deskowania zakładała realizację trzonów żelbetowych obu klatek przy użyciu trzech układów samowznoszących ATR, systemu platform zbudowanych na bazie systemu HWS oraz systemu pomostów zapadkowych KSP wewnątrz trzonu. Układ hydrauliczny zastosowany przy systemie samowznoszącym umożliwił jednocześnie podnoszenie wszystkich trzech platform w jednym cyklu, co pozwoliło na ograniczenie do 2–3 dni czasu potrzebnego na przestawianie deskowania na kolejne takty. Bezpieczną pracę na wspornikach zapewniały szerokie podesty robocze oraz system barier o wysokości 1,5 m. Budowa systemu HWS, bazująca na elementach systemu MK, pozwoliła na realizację podestów od strony konstrukcji stalowej, gdzie odległość od klatek schodowych nie przekraczała 1 m.

Zastosowane rozwiązanie bardzo dobrze sprawdziło się na placu budowy, przyczyniając się do znacznego przyspieszenia prac oraz zagwarantowania oczekiwanych, wysokich standardów bezpieczeństwa. Do wykonania jednej klatki było niezbędnych 19 przestawień układu.

Poza systemem ATR ULMA dostarczyła na budowę również deskowania do budowy zbiornika na biomasę, ścian prostych i trapezowych oraz stropów magazynu „A”, wykonywanych przez firmę PPA.

Dane projektu	
Lokalizacja	Połaniec
Inwestor	GDF SUEZ Energia Polska SA
Generalny Wykonawca	Foster Wheeler Energia Polska sp. z o.o.
Podwykonawcy współpracujący z ULMA	ABM Solid, PPA
Czas realizacji prac żelbetowych	od maja do września 2011 r.
Zastosowane systemy deskowań	system samowznoszący ATR, ramowe PRIMO, radialne BIRA, uniwersalne DSD 12/20, wieże T-60

Dane projektu	
Lokalizacja	Konin
Inwestor	ZE PAK SA
Generalny Wykonawca	Condix SA
Podwykonawcy współpracujący z ULMA	Energobudowa Silesia, Budownictwo i Energetyka sp. z o.o., Firma Budowlana Piotr Wypychowski
Czas realizacji prac żelbetowych	od marca do października 2011 r.
Zastosowane systemy deskowań	ramowe ORMA do 80 kN, słupów okrągłych TUBUS, radialne, dźwigarkowe ENKOFLEX



## Elektrownia Bełchatów

Na przełomie 2009 i 2010 r. dobiegły końca główne prace żelbetowe na budowie największej w Polsce chłodni kominowej. Obiekt wchodzi w skład najnowocześniejszego, a zarazem największego w kraju bloku energetycznego o mocy 858 MW zlokalizowanego na terenie PGE Elektrowni Bełchatów. Nowa chłodnia to 180-metrowy kolos wzniesiony zgodnie z aktualnymi trendami obowiązującymi w budownictwie tego typu struktur. Zastosowanie najnowszych technologii pozwala wykorzystywać obiekt nie tylko do schładzania wody, ale także do odprowadzania spalin, o czym nie było mowy w przypadku chłodni o starszej konstrukcji.

Przy wznoszeniu płaszcza chłodni wykonawca korzystał z deskowań firmy Bierrum UK, natomiast firmie ULMA powierzono projekt i dostawy deskowań oraz rusztowań do wykonania elementów monolitycznych znajdujących się we wnętrzu chłodni, jak również do podparcia elementów prefabrykowanych. Poniżej przedstawiono zakres prac.

### Riser od poziomu -7,85 do poziomu +34 m

Do wykonania fundamentów i ścian wykorzystano deskowanie pionowe ORMA. Na poziomie -4,5 m wyparty został strop grubości 185 cm przy zastosowaniu wież T60 oraz systemu DSD i belek HT. Od poziomu -2,7 do +16,42 m kontynuowano ustawianie wież T60 po obwodzie i wewnątrz kanału. Następnie, po wykonaniu stropu na poziomie +16,42 m, przystąpiono do wykonywania słupów i belek, które wyparto na podporach Aluprop powiązanych ramka-

mi systemowymi. Po dojściu do poziomu +34 m rozpoczęto rozbudowę układu wież T60 pod stół wsporczy. Oprócz systemu T60 zastosowano również elementy DSD i Aluprop, na boki belek – lekkie deskowanie ścienne Comain, z kolei wieże zostały stężone rurami 48 × 3,2. Jednocześnie przez cały czas sukcesywnie rozbudowywano schodnię Brio zapewniającą komunikację pionową.

### Podparcie prefabrykowanych elementów systemu zraszania chłodni

Do wypierania prefabrykowanych słupów o wysokości nieprzekraczającej 16 m zastosowano system DSD oraz wypory ORMA 600-1000. Na prefabrykowane elementy składało się 220 słupów, 1336 belek oraz 28 kanałów.

### Ściany przeciwwiatrowe

W przypadku ścian przeciwwiatrowych o wysokości do 10 m wybór padł na system ORMA o długości płyt 330, 270 i 120 cm.

### Wspornik na płaszczy chłodni

Przy wsporniku na płaszczy chłodni wykorzystano wieszaki DSD z rusztem z belek HT, a jako obstawę wspornika monolitycznego – płyty ORMA o wysokości 120 cm.

### Prace przy montażu instalacji

Do prowadzenia prac przy montażu przewodów kominowych (łączenie rur o średnicy 8 m na ziemi i 40 m na wysokości) zastosowano rusztowanie modułowe BRIO.

Dane projektu	
Lokalizacja	Bełchatów
Inwestor	PGE Elektrownia Bełchatów
Generalny Wykonawca	ALSTOM
Podwykonawcy chłodni	SPX Cooling Technologies (projekt) oraz Karrena sp. z o.o. (prace żelbetowe)
Czas realizacji prac żelbetowych	od marca do grudnia 2009 r.
Zastosowane systemy deskowań	ramowe ORMA, ramowe lekkie COMAIN, uniwersalne DSD 12/20, wieże T-60, schodnie BRIO



Twórz  
**Portal**  
razem z nami



Na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com) można korzystać z wyszukiwarki zawierającej:  
przetargi | katalog firm | dam pracę |  
szukam pracy | giełdę | zlecenia

wejdź na [www.praca.inzynieria.com](http://www.praca.inzynieria.com)

Zamieść u nas swoją **OFERTĘ**



Dagmara Dobosz, Agata Sumara  
Paliwa i Energetyka

# Polityka energetyczna Polski do 2030 r.

Polski rząd realizuje długoterminową strategię dotyczącą polityki energetycznej naszego kraju do 2030 r. Politycy zakładają, że zastosowanie się do wytycznych zawartych w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” zapewni m.in. bezpieczeństwo dostaw paliw i energii, wzrost poziomu wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz poprawę efektywności energetycznej

W dokumencie pn. „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” (PEP), przyjętym przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., opisano strategię działań dla sektora energetycznego na kolejne dwie dekady, przedstawiono ocenę polityki energetycznej prowadzonej po 2005 r., prognozy w zakresie zapotrzebowania na paliwa i energię, a także plan działań wykonawczych do 2012 r. Ostatni załącznik zawiera wnioski dotyczące oceny oddziaływania na środowisko. Ta długoterminowa strategia jest dokumentem stanowiącym podstawę do rozwoju infrastruktury energetycznej w obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię oraz wyeksploatowanej infrastruktury, która obecnie nie należycie spełnia swoje funkcje, a w ciągu najbliższych lat częściowo zostanie wyłączona z użycia. Kolejne dwie dekady będą bardzo ważne dla polskiego sektora energetycznego ze względu na zły stan infrastruktury, niedobór mocy wytwórczych i transportowych, zarówno w zakresie paliw, jak i energii. Co ważne, uzależnienie naszego kraju od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej jest bardzo duże. Warto też pamiętać, że polska energetyka oparta jest w zdecydowanym stopniu na węglu, jednak w strukturach unijnych surowiec ten jest postrzegany jako nieekologiczny i ma wielu przeciwników. Dlatego też rosną naciski na wykorzystywanie „czystszych” źródeł energii, a Polska jest zobowiązana podporządkować się pewnym normom, co nie będzie łatwe, nie tylko ze względu na ogromne koszty takich inwestycji i bardzo wysoką cenę „zielonej energii”, ale też z powodu mniejszych możliwości wykorzystywania OZE, m.in. ze względu na geograficzne usytuowanie Polski. W ostatnim czasie wielkie nadzieje łączymy również z odkrytymi

pokładami gazu łupkowego. Zdania specjalistów wypowiadających się na ten temat są bardzo różne – od skrajnie entuzjastycznych do zdecydowanie umiarkowanych, a nawet pesymistycznych. Nie można zapominać też o planach w zakresie energetyki jądrowej, jednak kwestia ta również bardzo się „rozmywa”, szczególnie po ubiegłorocznych wydarzeniach w Japonii, kiedy doszło do awarii nuklearnej. Na całym świecie zdarzenie to wywołało szereg protestów przeciwko takiemu sposobowi wytwarzania energii, a wiele krajów podejmuje kroki w kierunku rezygnacji z eksploataowania siłowni jądrowych.

Niewątpliwie nasza energetyka przejdzie w najbliższych latach poważną transformację, a wynika to ze zobowiązań kraju do przestrzegania międzynarodowych norm, fatalnego stanu naszej infrastruktury i niewystarczających mocy wytwórczych. Polska stoi w obliczu poważnego niedoboru energii. Zdaniem wielu ekspertów już wkrótce będziemy mieć do czynienia z tzw. blackout'em, do którego może dojść nawet za 3–4 lata, kiedy niektóre bloki energetyczne przestaną produkować prąd, a nowo budowane nie zostaną jeszcze oddane do użytku.

Właśnie na te wszystkie wyzwania ma odpowiadać dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.”. Celem podjętych działań jest zapewnienie konsumentom bezpieczeństwa dostaw paliw i energii oraz zastosowanie się do wytycznych w zakresie ochrony środowiska. Strategia energetyczna musi być m.in. zbieżna z założeniami unijnymi dotyczącymi zagadnień ekologicznych. „Unia Europejska wyznaczyła na 2020 r. cele ilościowe, tzw. „3 × 20%”, tj.: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do



roku 1990, zmniejszenie zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami dla UE na 2020 r., zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitego zużycia energii w UE, w tym zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie do 10%”.

Jak wynika z „Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.”, będącej załącznikiem nr 2 do PEP, przewidywany wzrost zużycia energii finalnej wynosi około 29%, przy czym największy wzrost (90%) wystąpi w sektorze usług. W sektorze przemysłu ten wzrost wyniesie około 15%. Przewiduje się wzrost finalnego zużycia energii elektrycznej o 55%, gazu o 29%, ciepła sieciowego o 50%, produktów naftowych o 27%, zaś energii odnawialnej bezpośredniego zużycia o 60%.

Na podstawie obowiązującej ustawy „Prawo energetyczne” za koordynację realizacji polityki energetycznej odpowiedzialny jest Minister Gospodarki. Nad poszczególnymi zadaniami będą pracować różne organy administracji rządowej i lokalnej oraz przedsiębiorstwa z branży paliwowo-energetycznej. Usprawnienie działań na wszystkich szczeblach organizacyjnych i wykonawczych ma zapewnić międzyresortowy zespół, który opracowuje niezbędną dokumentację. Wszystkie inwestycje muszą się opierać o dobrze opracowane przepisy prawne, które zagwarantują łatwość i solidność w realizacji projektów z zachowaniem koniecznych wytycznych i zobowiązań międzynarodowych.

## Główne kierunki polityki energetycznej

Polska, realizując plany energetyczne w oparciu o specyfikę potrzeb krajowych, jako członek Unii Europejskiej zobowiązana jest do respektowania wytycznych wspólnotowych. Ze względu na niespójność i nieprecyzyjność prawa konieczne jest wprowadzenie jak najszybciej szeregu zmian, które ułatwią, umożliwią i skonkretyzują wiele zapisów ustawowych, niezbędnych do podjęcia inwestycji. W oparciu o nie realizowane będą założenia polityki energetycznej, której podstawowe wytyczne to:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

## Poprawa efektywności energetycznej

W Polsce „energochłonność PKB w ciągu ostatnich 10 lat spadła o 30%, jednakże w dalszym ciągu efektywność polskiej gospodarki, liczona jako PKB (wg kursu euro) na jednostkę energii, jest dwa razy niższa od średniej europejskiej”. Priorytetem jest więc m.in. wykorzystywanie nowych technologii, które zwiększają efektywność energetyczną przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię, co wiąże się z rozwojem gospodarczym. Prognozuje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu około 111 TWh w 2006 r. do około 172 TWh w 2030 r., czyli o około 55%. Z kolei zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu około 151 TWh w 2006 r. do około 217 TWh w 2030 r.

Kolejną ważną sprawą jest zmniejszenie strat powstających w wyniku przesyłu i dystrybucji, co możliwe jest dzięki modernizacji i budowie sieci oraz pozostałej infrastruktury. Założono, że do roku 2016 oszczędność energii na podstawie podjętych kroków wyniesie 9% w stosunku do zużycia z lat 2001–2005.

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	111	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
Sektor energii	11,6	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
Straty przesyłu i dystrybucji	14,1	12,9	13,2	13,2	15	16,8
Zapotrzebowanie netto	136,6	128,7	140	156,1	180,4	201,7
Potrzeby własne	14,1	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	150,7	141	152,8	169,3	194,6	217,4

Tab. 1. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto [TWh]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
Węgiel brunatny	49,9	44,7	51,1	40	48,4	42,3
Gaz ziemny	4,6	4,4	5	8,4	11,4	13,4
Produkty naftowe	1,6	1,9	2,5	2,8	2,9	3
Paliwo jądrowe	0	0	0	10,5	21,1	31,6
Energia odnawialna	3,9	8	17	30,1	36,5	38
Wodne pompowe	0,97	1	1	1	1	1
Odpady	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
RAZEM	147,7	128,7	140,1	156,1	180,3	201,8
Udział energii z OZE [%]	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

Tab. 2. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa [TWh]

## Bezpieczeństwo dostaw paliw i energii

Zapewnienie większego bezpieczeństwa dostaw paliw i energii umożliwi wprowadzenie takich rozwiązań, które spowodują optymalne wykorzystanie krajowych zasobów surowców energetycznych oraz dywersyfikację źródeł i dostaw od kontrahentów zagranicznych, co pozwoli na uzyskanie konkurencyjnych cen. Ze względu na to, że polska energetyka w zdecydowanym stopniu oparta jest na węglu, kraj w znacznym stopniu jest uzależniony od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego. Wyczerpujące się zasoby węgla wpływają na konieczność uruchomienia i eksploatacji nowych złóż. Znikome własne zasoby ropy naftowej wpływają na to, że trzeba importować ponad 95% tego surowca. Założeniem polityki energetycznej jest więc dywersyfikacja dostaw surowców oraz zwiększenie przepustowości i możliwości magazynowych infrastruktury związanej z ropą naftową i gazem. Rozbudowa zdolności magazynowych spowoduje zapewnienie dostaw paliw w przypadku problemów z zaopatrzeniem z zewnątrz. Równocześnie też bierze się pod uwagę zwiększenie zdolności wydobywczych w kraju. Ważnym aspektem jest również wspieranie rodzimych przedsiębiorców w zakresie uzyskiwania dostępu do zagranicznych źródeł tych paliw. Z jednej strony należy mieć na uwadze konieczność rozbudowy mocy wytwórczych, a z drugiej ograniczenia dotyczące emisji gazów cieplarnianych. Z tego powodu wskazane jest stosowanie rozwiązań niskoemisyjnych. Poza zagwarantowaniem mocy wytwórczych na odpowiednim poziomie niezbędne jest zwiększenie możliwości wymiany energii z krajami ościennymi.

## Wytwarzanie i przesył prądu oraz ciepła

Plany dotyczące energii elektrycznej muszą być realizowane w taki sposób, by zagwarantować ciągle dostawy z zapewnieniem maksymalnego wykorzystania rodzimych zasobów oraz z zastosowaniem ekologicznych technologii. Zakłada się m.in. inwestycje w nowe moce w celu zrównoważenia popytu na energię i zapewnienia nadwyżki na poziomie co najmniej 15% maksymalnego krajowego zapotrzebowania; rozbudowę systemu przesyłowego

i zapewnienie niezawodnych dostaw energii; umożliwienie wymiany energii połączeniami transgranicznymi w wysokości 15% energii zużywanej w Polsce do 2015 r., 20% do 2020 r., a 25% do 2030 r.; podniesienie wydajności energetyki rozproszonej; zmniejszenie awaryjności sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, by do 2030 r. czas awaryjnych przerw był nie większy niż 50% czasu ich trwania w 2005 r.; zastąpienie do 2030 r. ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze w miastach źródłami kogeneracyjnymi.

Celem podstawowym jest realizacja takiej polityki, która zapewni zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną w stosunku do progressu gospodarczego oraz modernizacja i rozbudowa coraz bardziej zawodnej infrastruktury, która przez lata była zaniedbywana, a ze względu na to jej awaryjność wzrasta (jest to szczególnie widoczne i dotkliwie w okresach zimy). Ważne kroki powinny być też podjęte w kierunku rozwoju tzw. energetyki rozproszonej, opartej o lokalne źródła energii, źródła odnawialne czy metan. Dzięki takim rozwiązaniom możliwe będzie też ograniczenie inwestycji w rozbudowę sieci tam, gdzie nie jest to opłacalne i niezbędne.

### Energetyka jądrowa

Pośród inwestycji mających na celu zapewnienie większych ilości energii w kraju znajduje się projekt elektrowni jądrowej. Ma on być odpowiedzią nie tylko na rosnące zapotrzebowanie, ale też na wytyczne ekologiczne. Dodatkowym atutem jest wytwarzanie „taniej” energii z atomu. Do niedawna było to jedno z najbardziej pożądanych źródeł dostaw. Sytuacja zdecydowanie zmieniła się po ubiegłorocznej katastrofie nuklearnej w japońskiej Fukushimie, gdzie w wyniku trzęsienia ziemi i tsunami doszło do wybuchu i skażenia radioaktywnego na wielką skalę, co odbiło się głośnym echem na całym świecie. W wyniku tych wydarzeń wiele krajów, zwłaszcza europejskich, deklaruje stopniową rezygnację z atomu. O ile korzyści ze stosowania generatorów nuklearnych są ogromne, to w ostatnim czasie coraz większy nacisk kładzie się na możliwości zapewnienia bezpieczeństwa, zwłaszcza w obliczu zagrożeń nieprzewidywalnych, a katastrofalnych w skutkach. Nie zmienia to jednak faktu, że budowa elektrowni jądrowych w Polsce została zapisana w strategii energetycznej, a uruchomienie pierwszej z nich zaplanowano na rok 2020. Do 2030 r. powinny pracować trzy bloki atomowe o sumarycznej mocy netto 4500 MW (4800 MW brutto). Na razie nie wiadomo jednak, jak potoczą się losy tej inwestycji i czy w ogóle dojdzie ona do skutku. Chociaż szereg zadań w tym zakresie został już wykonany, to nadal brak „twardych” ustaleń i decyzji.

### Odnawialne źródła energii i biopaliwa

Unijna tendencja do zwiększania udziału energii odnawialnej w produkcji ogólnej powoduje, że trendom tym musi się też podporządkować Polska. Zakłada się, że do roku 2020 partycypacja odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu wyniesie nie mniej niż 15%. Do 2030 r. udział ten ma wzrosnąć do 16%, chociaż planowano 20%, jednak osiągnięcie takiego wskaźnika

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Energia elektryczna</b>	370,6	715	1516,1	2686,6	3256,3	3396,3
Biomasa stała	159,2	298,5	503,2	892,3	953	994,9
Biogaz	13,8	31,4	140,7	344,5	555,6	592,6
Wiatr	22	174	631,9	1178,4	1470	1530
Woda	175,6	211	240,3	271,4	276,7	276,7
Fotowoltaika	0	0	0	0,1	1,1	2,1
<b>Ciepło</b>	4312,7	4481,7	5046,3	6255,9	7048,7	7618,4
Biomasa stała	4249,8	4315,1	4595,7	5405,9	5870,8	6333,2
Biogaz	27,1	72,2	256,5	503,1	750	800
Geotermia	32,2	80,1	147,5	221,5	298,5	348,1
Słoneczna	3,6	14,2	46,7	125,4	129,4	137,1
<b>Biopaliwa transportowe</b>	96,9	549	884,1	1444,1	1632,6	1881,9
Bioetanol cukro-skrobiowy	61,1	150,7	247,6	425,2	443	490,1
Biodiesel z rzepaku	35,8	398,3	636,5	696,8	645,9	643,5
Bioetanol II generacji	0	0	0	210	240	250
Biodiesel II generacji	0	0	0	112,1	213	250
Biowodór	0	0	0	0	90,8	248,3
<b>OGÓŁEM</b>						
Energia finalna brutto z OZE	4780	5746	7447	10387	11938	12897
Energia finalna brutto	61815	61316	63979	69203	75480	80551
% udziału energii odnawialnej	7,7	9,4	11,6	15	15,8	16

Tab. 3. Zapotrzebowanie na energię finalną brutto z OZE w podziale na rodzaje energii [ktoe]

nie będzie możliwe. Aby osiągnąć unijne cele w zakresie energii odnawialnej, wymagana jest produkcja energii elektrycznej brutto z OZE w 2020 r. na poziomie około 31 TWh, a w 2030 r. – 39,5 TWh. Największy udział będzie stanowić energia z elektrowni wiatrowych – w 2030 r. około 18 TWh. Do roku 2030 prognozuje się wzrost wszystkich nośników energii ze źródeł odnawialnych (energii elektrycznej niemal dziesięciokrotnie, ciepła prawie dwukrotnie oraz paliw ciekłych dwudziestokrotnie).

Wytyczne mówiące o ilości biopaliw na rynku paliw mówią o osiągnięciu 10% ich udziału do 2020 r. Równocześnie też nacisk kładziony ma być na większe wykorzystanie biopaliw II generacji.



Fot. Miguel Saavedra, źródło: sxc.hu

Wykorzystywanie OZE pozwala nie tylko na zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw, ale też lokalnych możliwości w tym zakresie, co łączy się z mniejszymi nakładami na rozbudowę sieci przesyłowych. Jedną z zalet odnawialnych źródeł energii jest to, że cechują się one niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń, a właśnie cel ekologiczny jest w omawianej strategii bardzo istotny. Inną sprawą jest to, że w Polsce z wielu powodów „zielona energia” jest, i długo jeszcze będzie, droga, na co wpływa brak odpowiedniej infrastruktury oraz mała dostępność i możliwość korzystania z OZE w stosunku do krajów, które mają potężne tego rodzaju zasoby. Niemniej jednak wiele działań ma się koncentrować na wykorzystaniu biogazów, biomasy, wiatru (na lądzie i na morzu), wody, geotermii, fotowoltaiki itp. do produkcji w jak największym zakresie ekologicznej energii, gdyż procesy jej wytwarzania mają znikome oddziaływanie na środowisko.

## Realizacja „Polityki...” w 2010 r.

15 lipca 2011 r. Rada Ministrów przyjęła informację Ministerstwa Gospodarki na temat realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”. Wynika z niej, że w 2010 r. zrealizowano 164 zadania wynikające z dokumentu, 27 zadań było zaawansowanych (np. regulacje likwidujące bariery dla inwestycji infrastrukturalnych w elektroenergetyce, gazownictwie i sektorze paliw płynnych), zaś opóźnienie w stosunku do terminu przewidzianego harmonogramem wykazywało 10 zadań, których realizacja była uzależniona od decyzji podejmowanych na forum Unii Europejskiej. Jak poinformował wicepremier Waldemar Pawlak, w 2010 r. kontynuowano realizację głównych kierunków polityki energetycznej zawartych w dokumencie, takich jak m.in. wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii czy rozwój wykorzystania OZE. Wśród konkretnych działań resortu w 2010 r. znalazły się m.in.:

- opracowanie ustawy o efektywności energetycznej, przyjętej przez Sejm 15 kwietnia 2011 r.;
- nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne”, która weszła w życie w marcu 2010 r. Zmiany dotyczyły m.in. wprowadzenia obowiązku upublicznienia części obrotu energią elektryczną oraz usprawnienia procedury zmiany sprzedawcy paliw gazowych i energii;
- określenie trybu organizowania i przeprowadzania przetargów na sprzedaż energii elektrycznej, jak również zasady jej sprzedaży na internetowej platformie handlowej;
- przygotowanie projektu „Programu polskiej energetyki jądrowej” określającego m.in. zakres, terminy, koszty inwestycji. Sporządzono listę kryteriów wyboru potencjalnych lokalizacji elektrowni atomowej jak również przygotowywano kampanię edukacyjno-informacyjną na temat rozwoju energetyki jądrowej w Polsce;
- opracowanie projektu „Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030” oraz przygotowanie wstępnych propozycji zmian w ustawie „Prawo geologiczne i górnicze”;
- opracowanie projektu nowelizacji ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym;
- realizacja prac przygotowawczych do budowy portu zewnętrznego, falochronu, stanowiska przeladunkowego oraz terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu wraz z siecią przyłączeniową;
- przygotowanie projektu ustawy o energii ze źródeł odnawialnych oraz opracowanie założeń do projektu nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Rada Ministrów 13 lipca 2010 r. zatwierdziła dokument „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020”.

Resort Gospodarki podkreśla, że Międzynarodowa Agencja Energetyczna w ramach przeprowadzonego w 2010 r. przeglądu pozytywnie oceniła priorytety „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” i uznała, że są one zbieżne z celami polityki MAE (bezpieczeństwo energetyczne, ochrona środowiska naturalnego i rozwój gospodarczy).

Jak powiedział wiceminister gospodarki Mieczysław Kasprzak w trakcie Kongresu POWERPOL w Kazimierzu Dolnym, który odbył się w dniach 7–8 marca 2012 r. „do najważniejszych dotychczasowych działań rządu należy przygotowanie ustawy o efektywności energetycznej, nowelizacji „Prawa energetycznego” oraz programu „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020”. Wspomniał również o pracach nad pakietem regulacji energetycznych, czyli tzw. „trójpakietem energetycznym”, który zawiera kolejne zmiany w „Prawie energetycznym”, „Prawie gazowym” oraz nową ustawę o odnawialnych źródłach energii.

Ze względu na to, że nie jest jeszcze dostępne podsumowanie realizacji PEP za rok 2011 r., o działaniach w roku ubiegłym poinformujemy Państwa w późniejszym czasie.

## Krytycznym okiem

Pozytywnymi aspektami „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” są m.in.: szeroki i przekrojowy zakres opracowania, podkreślenie znaczenia efektywności energetycznej oraz konkretne plany wdrożenia programu energetyki jądrowej. Ponadto warto podkreślić wagę szczegółowych celów w zakresie rozwoju konkurencyjnych rynków, w tym postulatów przebudowy modelu rynku energii, ułatwienia wymiany międzynarodowej oraz wprowadzenia rynkowych metod kształtowania cen ciepła.

Krytycy dokumentu podnoszą argument dotyczący sezonowości ustalanych polityk energetycznych. Takich strategii po 1989 r. powstało w naszym kraju kilka. Kolejne rządy, zamiast kontynuować rozpoczęte działania poprzedników, zazwyczaj przyjmowały własny dokument. Do tego problematyczne jest to, że w naszym kraju nie jest realizowana spójna polityka energetyczna, a występują liczne programy realizowane przez poszczególne firmy i instytucje. Nadal brakuje koordynacji tych polityk i zespolenia ich w jedną, jasną całość. Powstanie dokumentu takiego jak „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” niczego nie zmieniło – poszczególne firmy wciąż realizują swoje odrębne programy. Co więcej, wraz ze zmianą ekipy rządzącej dochodzi do zwrotów w polityce tych firm. Okazuje się więc, że o tak ważnych kwestiach, jak np. bezpieczeństwo energetyczne czy poziom wykorzystania odnawialnych źródeł energii często decyduje kalendarz wyborczy.

Trzeba też wziąć pod uwagę aspekt finansowy. Strategię uda się wcielić w życie tylko pod warunkiem zaangażowania dużych nakładów finansowych. Na niektóre projekty będzie można uzyskać unijne dofinansowanie, jednak i tak koszty, jakie poniesiemy, będą duże. Tymczasem w programie brakuje informacji na temat tego, ile realizacja polityki energetycznej ma kosztować, skąd wziąć na to pieniądze oraz jak podjęte działania wpłyną na gospodarkę kraju. Zdaniem ekspertów dokument jest w wielu miejscach zbyt ogólny. Brakuje w nim szerszego spojrzenia na obecne i potencjalne problemy w sektorze energetycznym, jak również próby odpowiedzi na pytanie, jak będzie wyglądała polska energetyka za 10 czy 20 lat. ■

*Artykuł powstał m.in. w oparciu o „Politykę energetyczną Polski do 2030 r.” wraz z załącznikami (Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, 10 listopada 2009 r.).*

# Dwa nowe bloki dla Elektrowni Opole

Dagmara Dobosz  
Paliwa i Energetyka



PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Opole podpisało umowę na budowę dwóch bloków opalanych węglem. To jedna z największych inwestycji w historii polskiej energetyki, ale jej realizacja opóźnia się ze względu na protesty ekologów

Jeden z większych kontraktów w polskiej energetyce został podpisany 15 lutego 2012 r. pomiędzy PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Opole a konsorcjum firm Rafako (lider), Polimex-Mostostal i Mostostal Warszawa. Obejmuje on budowę dwóch bloków (nr 5 i 6) na parametry nadkrytyczne pary o mocy 900 MW każdy. Sprawność każdego z nich wyniesie minimum 45,5% netto. Opalane węglem kamiennym bloki będą realizowane w formule „pod klucz”, czyli EPC (Engineering, Procurement, Construction – projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym). Prace mają zostać zrealizowane w terminie 54 miesięcy (blok nr 5) oraz 62 miesięcy (blok nr 6) od daty wystawienia polecenia rozpoczęcia prac, którego warunkiem jest m.in. dostarczenie przez Elektrownię Opole decyzji o pozwoleniu na budowę. Obecnie, z uwagi na uchylene decyzji środowiskowej, oddział jeszcze go nie uzyskał. Wartość brutto umowy wynosi 11 558 310 000 zł. Za koordynację całej inwestycji, a także za dostarczenie technologii związanej z wyspą kotłową odpowiada lider konsorcjum.

## Kilka słów o Elektrowni Opole

Elektrownia Opole to nie tylko wytwórca energii elektrycznej i ciepła, ale także jedno z najwięk-

szych przedsiębiorstw w województwie opolskim. Siłownia znajduje się w odległości 9 km na północ od granic miasta, powyżej ujścia rzeki Mała Panew do Odry, w gminie Dobrzeń Wielki. Ma bardzo korzystną lokalizację: jest położona w odległości do 100 km od kopalń węgla kamiennego, w rejonie licznych szlaków kolejowych, a ponadto blisko Odry (zabezpieczenie w wodę oraz możliwość wykorzystania w przyszłości transportu rzeczynego).

Siłownia jest kondensacyjną elektrownią ciepłą blokową z zamkniętym układem wody chłodzącej, której paliwem jest węgiel kamienny. Obecnie działają 4 bloki energetyczne uruchomione w latach 1993–1997 o łącznej mocy zainstalowanej 1492 MW (moc osiągalna 1532 MW): 1×376 MW; 1×373 MW; 1×373 MW; 1×370 MW). Zdolności produkcyjne energii elektrycznej obiektu wynoszą do 10 TWh rocznie. Wszystkie bloki wyposażone są w mokrą instalację odsiarczania spalin.

Elektrownia Opole może pochwalić się najniższymi wskaźnikami awaryjności w kraju. Obiekt jest wyposażony w urządzenia ochrony środowiska, a odpady produkcyjne są zagospodarowane przez m.in. przemysł materiałów budowlanych i drogownictwo.

Siłownię zaprojektowano jako obiekt sześci-

blokowy i dla takiego wybudowano infrastrukturę techniczną. Nowe bloki będą w dużej części korzystać z istniejących już układów technologicznych, takich jak: bocznice kolejowe, układy nawęglania, odpopielania i odżużlania, magazyn gipsu, oczyszczalnie ścieków itp. Wpłyne to na opłacalność całego przedsięwzięcia, gdyż nie trzeba będzie ponosić większych nakładów inwestycyjnych.

Po wybudowaniu bloków łączna moc zainstalowana Elektrowni Opole wzrośnie z obecnych 1492 do około 3300 MWe. Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie rocznej produkcji energii elektrycznej netto w siłowni z obecnego poziomu 7,8 TWh do 20,1 TWh, co znacząco wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

## Parametry techniczne bloków 5 i 6

Po przeprowadzeniu analiz techniczno-ekonomicznych Grupa Kapitałowa PGE zdecydowała o realizacji nowych bloków w technologii konwencjonalnej w oparciu o parametry nadkrytyczne, polegającej na spalaniu węgla kamiennego i produkcji energii elektrycznej w turbogeneratorach parowych. Sprawność netto bloków będzie wynosić minimum 45,5% i zostaną one przystosowane do pracy przez 7500 godzin w roku. Dzięki temu będzie można w pełni wykorzystać ich zalety ekologiczne i ekonomiczne.

	Bloki 1–4	Bloki 5 i 6
Moc bloku brutto [MW]	1 x 376 2 x 373 1 x 370	2 x 800+900
Węgiel kamienny [MJ/kg]	20+22	20+25
Sprawność bloku netto [%]	37	minimum 45,5
Temp. i ciśnienie pary świeżej [°C/MPa]	540 / 18,3	> 600 / >25
Temp. pary wtórnej [°C]	540	> 600
Sprawność kotła [%]	93	~ 95
Temp. wody zasilającej [°C]	255	~ 300

Źródło: Opracowanie własne Elektrownia Opole [1]

Tab. 1. Porównanie bloków Elektrowni Opole

Jak wynika z danych PGE, bloki 1–4 opolskiej elektrowni pod względem sprawności wytwarzania i emisji do atmosfery należą do najlepszych bloków w Polsce.

Parametry	Jednostka	Razem elektrownie w Polsce w 2006 r.	Istniejące bloki 1–4 w Opolu	Nowe bloki 5 i 6	Poprawa [%]
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(5)-(4)/(4)
Sprawność wytwarzania netto	%	33,8	37	46	~25%
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa netto	MJ/kWh	10,3	9,7	7,8	~ 20%
Jednostkowa ilość spalanego węgla	Mg/MWh	0,73	0,42	0,30	~ 30%
Jednostkowa ilość pyłu	kg/MWh	0,21	0,05	0,03	~ 40%
Jednostkowa ilość SO <sub>2</sub>	kg/MWh	4,57	0,64	0,26	~ 60%
Jednostkowa ilość NO <sub>x</sub>	kg/MWh	1,60	1,52	0,26	~ 80%
Jednostkowa ilość CO <sub>2</sub>	kg/MWh	956	870	691	~ 20%

Źródło: Opracowanie własne Elektrownia Opole, Energoprojekt Warszawa SA, ARE SA [1]

Tab. 2. Parametry bloków 5 i 6 na tle istniejących bloków

## Ograniczona emisja

Nowe bloki węglowe mają należeć do najnowocześniejszych w Europie i charakteryzować się niską emisją substancji szkodliwych. Wysokie standardy planuje się zrealizować poprzez m.in.:

- odsiarczanie spalin metodą mokrą wapienną – produktem ubocznym będzie gips syntetyczny, wykorzystywany później przez przemysł materiałów budowlanych (założenia dla nowych bloków – 100 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub>);
- odazotowanie spalin realizowane dwustopniowo – najpierw obniżenie do poziomu około 200 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> poprzez zastosowanie metod pierwotnych, a następnie do poziomu 80 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> metodą katalitycznej redukcji z użyciem wody amoniakalnej;
- odpylanie spalin do poziomu 30 mg/m<sup>3</sup><sub>u</sub> najpierw za pomocą elektrofiltrów, zaś później w absorberach instalacji odsiarczania podczas zraszania strumieniem suspensji;
- hermetyzacja procesów technologicznych, zwłaszcza w odniesieniu do pylenia odpadów paleniskowych (popiół i żużel).

Ponadto planuje się wykorzystywanie całości ubocznych produktów spalania (UPS) i gipsu z odsiarczania.

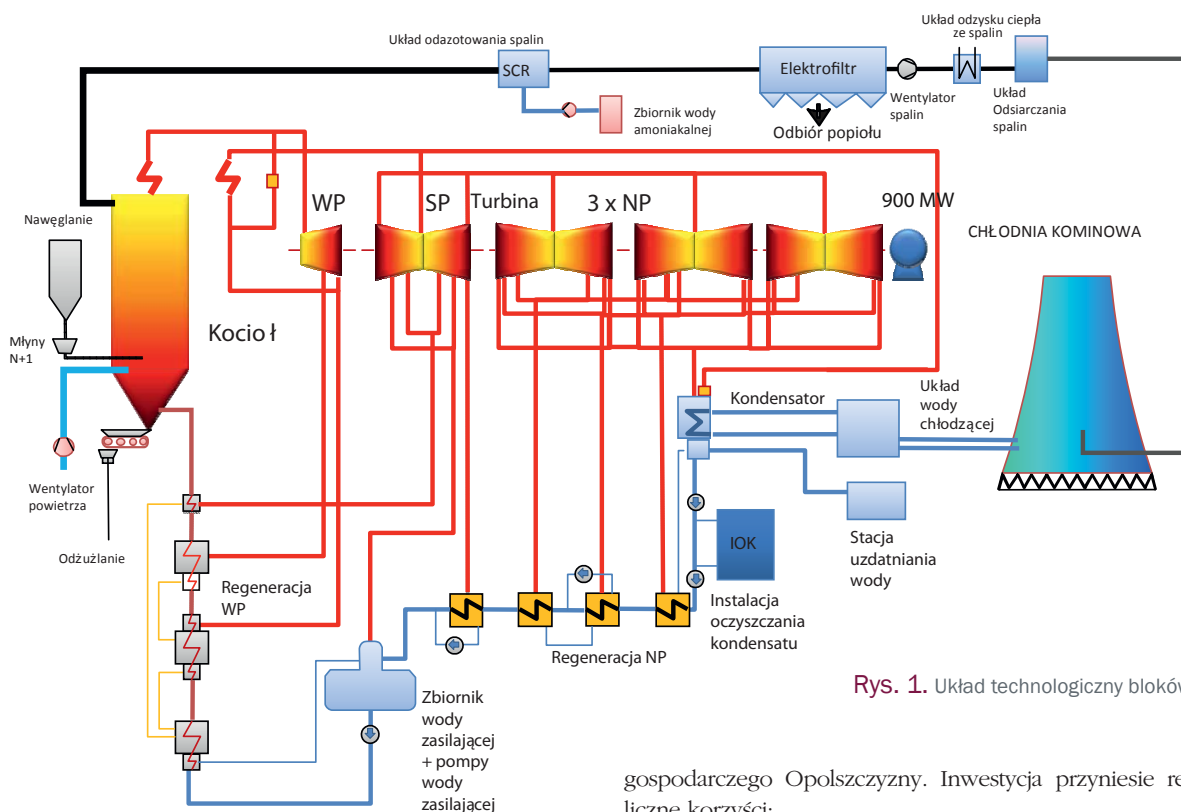
## Najnowocześniejsze technologie

Podczas budowy bloków 5 i 6 w opolskiej elektrowni zostaną zastosowane nowoczesne rozwiązania technologiczne, zapewniające spełnienie wszelkich krajowych i unijnych norm. Dzięki systemowi monitoringu oraz układom automatyki będzie możliwe nie tylko skrócenie czasów rozruchu, ale również automatyczny rozruch i odstawienie (one push start button). Ponadto zastosowanie nadkrytycznych parametrów pary (t > 600°C, p > 25 MPa) oraz układów odzysku ciepła ze spalin sprawi, że kotły będą pracować ze sprawnością na poziomie około 95%. Z kolei w celu zabezpieczenia przyszłych potrzeb ciepłowniczych planuje się przystosowanie turbin do poboru pary na cele ciepłownicze w ilości odpowiadającej około 300 MWth z każdej.

W ramach inwestycji przewiduje się budowę dwóch kotłów na węgiel kamienny do zasilania turbin parowych z przegrzewem międzystopniowym. Najważniejszym urządzeniem kotłowni będzie kocioł przepływowy z paleniskiem pyłowym. Jak podaje PGE, kotły wyposażone będą w układy oczyszczania spalin, tj. katalitycznego odazotowania, odsiarczania metodą mokrą wapienną, odpylania za pomocą elektrofiltrów, a także układ odzysku ciepła ze spalin. Paliwo rozpałkowe będzie stanowił olej lekki. Oba kotły mają funkcjonować 35 lat ze średnim czasem pracy 7500 godzin rocznie.

## Inwestycje towarzyszące

Przy Elektrowni Opole znajduje się stacja elektroenergetyczna Dobrzeń 110/400 kV łącząca linie z Turowa, Bełchatowa i Rybnika, a tym samym umożliwiającą zasilanie Polski południowej i centralnej. W ramach rozbudowy siłowni zaplanowano wyprowadzenie energii elektrycznej z nowych bloków do tej stacji liniami napowietrznymi, jak również rozbudowę sieci wokół niej poprzez budowę dwutorowej linii 400 kV ze stacji Dobrzeń do budowanej obecnie stacji Wrocław Południe. Wyprowadzenie mocy elektrycznej będzie możliwe dzięki zastosowaniu układu trzech transformatorów jednofazowych dla każdego bloku. Będą one chłodzone układem wodnym, co pozwoli na odzyskiwanie ciepła i wykorzystywanie go do podgrzewania wody



Rys. 1. Układ technologiczny bloków 5 i 6

Rys. z archiwum PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Opole

w układzie kondensatu lub wody surowej. Szacuje się, że łączna odzyskiwana w ten sposób moc cieplna z dwóch bloków wyniesie około 4 MWth. Co ważne, chłodzenie wodne transformatorów wpłynie na obniżenie poziomu hałasu w porównaniu do chłodzenia powietrznego.

Wskutek budowy dwóch nowych bloków energetycznych i zwiększenia ilości powstających ścieków przemysłowych zaplanowano zabudowę nowego zbiornika na deszcze nawalne, a także nowego osadnika do odbioru ścieków zaolejonych oraz z rejonu placów węglowych.

Ponadto po realizacji inwestycji znacząco wzrośnie zapotrzebowanie na wodę surową (dziś 0,98 m<sup>3</sup>/s). Aktualne plany zakładają pobór wody do 2,1 m<sup>3</sup>/s, czyli 43 mln m<sup>3</sup>/rok. Rozważane są dwa warianty: zwiększenie do wymaganego poziomu poboru z rzeki Mała Panew oraz pobór wody z Małej Panwi uzupełniony brakującą ilością z Odry.

Obecnie węgiel do elektrowni dostarczany jest za pomocą transportu kolejowego. Podobnie będzie w przypadku dwóch nowych bloków. Po nieznacznej modernizacji istniejąca infrastruktura kolejowa w zupełności pokryje dodatkowy transport węgla (około 4 mln t/a) na potrzeby nowych bloków.

Jeśli chodzi o układy odpopielania i odzyskiwania, będą one niezależne od tych obecnych. Wielkość popiołu w nowych kotłach szacuje się na poziomie około 550 tys. t/a, zaś żużla około 140 tys. t/a, dlatego zaplanowano budowę nowych zbiorników magazynowych popiołu (2 × 40 tys. m<sup>3</sup>), zbiorników retencyjnych popiołu (2 × 2 tys. m<sup>3</sup>) oraz magazynu żużla z instalacją suchego transportu.

### Liczne korzyści...

Zdaniem Wiesława Różackiego, Dyrektora Generalnego i Prezesa Zarządu Rafako, „po raz pierwszy od kilkudziesięciu lat Polska ma szansę być dystrybutorem, a nie tylko konsumentem technologii, i to technologii z najwyższej półki”. Dokończenie budowy Elektrowni Opole stanie się najważniejszym motorem rozwoju

gospodarczego Opolszczyzny. Inwestycja przyniesie regionowi liczne korzyści:

- ochrona środowiska i niskie koszty eksploatacji – nowe bloki będą spełniać wszystkie normy z zakresu ochrony środowiska. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych technologii i wysokiej sprawności umożliwią produkcję energii z niską emisją CO<sub>2</sub> oraz konkurencyjnymi kosztami eksploatacyjnymi;
- rozwój regionu – nowe bloki elektrowni to duże przedsięwzięcie, które pociągnie za sobą liczne inwestycje towarzyszące. Budowa będzie wymagać zaangażowania kilkudziesięciu firm, również lokalnych oraz zatrudnienia do 2000 pracowników przez pięć lat. To nie tylko szansa na promocję regionu wśród potencjalnych inwestorów, ale również wzrost gospodarczy – pracownicy muszą bowiem gdzieś mieszkać, jeść i spędzać wolny czas. Te czynniki wpłyną więc na ożywienie lokalnego rynku nieruchomości, jak również na wzrost zapotrzebowania na usługi gastronomiczne, kulturalne, transportowe itp.;
- bezpieczeństwo energetyczne regionu – budowa nowych bloków jest powiązana z planami rozbudowy przez PSE Operator sieci energetycznych najwyższych napięć. Dzięki temu Opolszczyzna będzie miała pewność zaopatrzenia w energię elektryczną;
- tanie ciepło – bloki 5 i 6 będą przystosowane do produkcji 300 MWt ciepła, a produkowane w wysokosprawnej kogeneracji ciepło jest zawsze tańsze od tego pochodzącego z tradycyjnych źródeł wytwarzania.
- nowe miejsca pracy – według szacunków PGE po zakończeniu rozbudowy elektrowni powstaną nowe miejsca pracy dla kilkuset mieszkańców regionu.

### ... ale też utrudnienia

Realizacja tak dużej inwestycji oznacza uciążliwości dla środowiska naturalnego oraz mieszkańców, głównie w trakcie budowy nowych bloków. Wśród najpoważniejszych utrudnień znajdują się:

- hałas wytwarzany przez pracujące maszyny budowlane i wzmożony ruch samochodowy. W trakcie pięcioletniej budowy powstaną obiekty o kubaturze ponad 500 tys. m<sup>3</sup>, w związ-

ku z tym na teren elektrowni będą dostarczane ogromne ilości materiałów budowlanych (beton, konstrukcje stalowe, maszyny i urządzenia, itp.);

- obciążenie infrastruktury drogowej – dowóz materiałów budowlanych i nawet 2000 pracowników znacząco zwiększy obciążenie istniejącego układu drogowego oraz dyskomfort mieszkańców sąsiadujących z elektrownią miejscowości;
- wzmożony ruch kolejowy – obecnie siłownia przyjmuje rocznie 3,6 mln t surowców i wysyła około 0,6 mln t ubocznych produktów spalania (UPS) – oznacza to przyjęcie i wysłanie 7 pociągów na dobę. Po uruchomieniu nowych bloków wzrośnie ilość przywożonych surowców (do 8,9 mln t na rok) i wysyłka z terenu elektrowni UPS (2,2 mln t). Przełoży się to na przyjęcie i wysyłkę w sumie 16 pociągów na dobę. Aby hałas z tym związany nie był zbyt uciążliwy dla mieszkańców, trzeba będzie odpowiednio zorganizować pracę bocznicy;
- pobór wody powierzchniowej z rzeki Mała Panew – niewłaściwa gospodarka wodą na zbiorniku Turawskim mogłaby zakłócić warunki gniazdowania wielu gatunków ptaków (obszar szczególnej ochrony ptaków Natura 2000). Aby temu zapobiec konieczna będzie nowa instrukcja gospodarowania wodą zbiornika lub uzupełniająca pobór wody z Odry.

### Kłopoty z decyzją środowiskową

Pomimo że umowa na wzniesienie dwóch nowych bloków została już podpisana, prace nie mogą się jeszcze rozpocząć, gdyż 12 stycznia Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie uchylił decyzję środowiskową wydaną dla tych obiektów przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w dniu 16 sierpnia 2011 r. W efekcie Elektrownia Opole nie może wydać polecenia rozpoczęcia prac, gdyż nie dysponuje pozwoleniem na budowę. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach ma na celu ocenę na początkowym etapie procesu inwestycyjnego wszystkich potencjalnych zagrożeń dla środowiska. Spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna (PGE GiEK) złożyła skargę kasacyjną do Naczelnego Sądu Administracyjnego i liczy na rozstrzygnięcie tej sprawy jeszcze w tym roku. Orzeczenia tego sądu są prawomocne i nie przysługują od nich żaden środek odwoławczy. Oznacza to, że jeżeli NSA wyda korzystne dla inwestora rozstrzygnięcie, to nie będzie już żadnych przeszkód formalno-prawnych do rozpoczęcia budowy bloków 5 i 6. Jeśli zaś sąd utrzyma w mocy negatywne dla inwestora rozstrzygnięcie, decyzja środowiskowa pozostałaby uchylona. Znacząco skomplikowałoby to sprawę, gdyż podmiot skarżący decyzję środowiskową, fundacja ClientEarth wspierana przez organizację STE Silesia Opole oraz Stowarzyszenie Eko-Unia, może np. domagać się wznowienia całego postępowania administracyjnego dotyczącego uzyskania pozwolenia na budowę. Wówczas cały proces budowlany w zakresie wymagań formalno-admini-

stracyjnych rozpocznie się od początku, a to zdecydowanie wydłuży termin do wydania polecenia rozpoczęcia prac, jak również zakończenie całej inwestycji.

Pomimo braku pozwolenia na budowę w spółce Rafako, będącej liderem konsorcjum wykonawczego, trwają intensywne prace przygotowawcze. Władze spółki chcą być gotowe, by w chwili wydania polecenia rozpoczęcia prac budowlanych od razu ruszyć z robotami. Aktualnie Rafako dostosowuje projekt koncepcyjny, a wkrótce zajmie się przygotowaniem projektu budowlanego. Oba projekty – koncepcyjny i budowlany – mają być gotowe na przełomie 2012 i 2013 r.

### Zastrzeżenia ekologów

Ekolodzy podkreślają, że nie są przeciwni rozbudowie opolskiej elektrowni, ale zbyt niskim ich zdaniem standardom ekologicznym. Uważają, że najpoważniejszy problem stanowi nierozwiązana sprawa zwiększonej emisji CO<sub>2</sub> oraz odprowadzanie szkodliwych substancji do Odry. Ponadto mają zastrzeżenia w sprawie oddziaływania transgranicznego inwestycji, jak również na wodę i klimat, a także braku analizy związanej z możliwością składowania CO<sub>2</sub>. Podkreślają, że zgodnie z dyrektywą unijną każda elektrownia węglowa musi udowodnić, że jest w stanie w przyszłości skraplać dwutlenek węgla. Z kolei w przypadku ścieków do Odry w ogóle nie były robione odpowiednie pomiary. Ekolodzy wskazują również, że choć pył z siłowni nie dociera do Czech, to rtęć w Odrze dochodzi do Niemiec.

Ich zdaniem istnieją sposoby na skuteczniejsze odsiarczanie, na radzenie sobie ze skraplaniem CO<sub>2</sub> oraz odprowadzaniem rtęci i inwestor powinien to rozważyć. ■

### Literatura

- [1] Monografia „Budowa bloków 5 i 6 w PGE Elektrowni Opole SA – aspekty gospodarcze, środowiskowe i społeczne” pod redakcją Czesławy Rosik-Dulewskiej i Grzegorza Kusza, Opole 2009.

*Tekst powstał w oparciu o materiały PGE Elektrowni Opole SA oraz informacje prasowe.*



Rys. 2. Wizualizacja bloków 5 i 6 i chłodni 3 i 4

# Innowacyjne rozwiązania energetyczne w małopolskich gminach

Dzięki szwajcarskiemu dofinansowaniu w czterech małopolskich gminach realizowany jest projekt solarny, w ramach którego powstaną: 18 514 m<sup>2</sup> kolektorów słonecznych, 2700 m<sup>2</sup> instalacji fotowoltaicznych oraz cztery instalacje pomp ciepła. Ponadto gmina Niepołomice realizuje innowacyjny projekt pilotażowy bazujący na nowoczesnych technologiach, w ramach którego będzie można gromadzić wyprodukowaną energię w postaci wodoru

Dagmara Dobosz  
Paliwa i Energetyka

Jak wynika ze „Studium wykonalności w sprawie efektywności energetycznej, zgodnie z zasadą zrównoważonego zarządzania energią dla gminy Niepołomice”, południe Polski (województwa: małopolskie i śląskie) ma 33% udział w rynku kolektorów słonecznych. Jest to związane głównie z bliskością dużych uniwersytetów, które zajmują się tematem OZE. Dane dotyczące odnawialnych źródeł energii w regionie obejmują tylko instytucje publiczne. Obecnie nie ma żadnych danych na temat tego typu instalacji w gospodarstwach domowych. W rejonie Niepołomic znajduje się kilka instalacji OZE. Są to w szczególności:

- 12 termicznych kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 108 m<sup>2</sup>, w tym m.in.: w hali sportowej w Niepołomicach, w kuchniach czterech przedszkoli samorządowych na terenie gminy (Niepołomice, Podłęże, Wola Batorska, Zabierzów Bocheński), 2 instalacje solarne dla szkoły podstawowej oraz 2 dla gimnazjum w Niepołomicach;
- 2 pompy ciepła w Zamku Królewskim w Niepołomicach o mocy 54 kW (2 × 27 kW), ogrzewana powierzchnia – 2 tys. m<sup>2</sup>;
- piec na biomasę w budynku Ochotniczej Straży Pożarnej z siedzibą w Niepołomicach-Podgrabie o mocy 65 kW, ogrzewana powierzchnia wynosi około 500 m<sup>2</sup>.

Gmina nie chce jednak na tym poprzestać i angażuje się w kolejne projekty związane z zieloną energią. Wiąże się to z jednym z celów strategicznych rozwoju, czyli zwiększeniem udziału energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo-energetycznym. Jego realizacja przyczyni się do oszczędzania konwencjonalnych zasobów surowców energetycznych, poprawy efektywności energetycznej oraz redukcji emisji zanieczyszczeń. Ze względu na fakt, że wykorzystanie odnawialnych źródeł energii zamiast paliw kopalnych jest najbardziej efektywną metodą ograniczenia emisji do atmosfery gazów cieplarnianych, a zastosowanie tych źródeł do wytwarzania energii przynosi znaczny efekt ekologiczny, władze gminy Niepołomice realizują kolejne projekty OZE.

Zielona energia w budynkach publicznych i domach prywatnych

Przygotowania do realizacji projektu „Instalacja



systemów energii odnawialnej w gminach Niepołomice, Wieliczka, Skawina i Klaj na budynkach użyteczności publicznej oraz domach prywatnych” trwały trzy lata. Gminy musiały dopracować go w najdrobniejszych szczegółach, gdyż wniosek o dofinansowanie był drobiazgowo badany przez Szwajcarów. W efekcie spośród 75 innych projektów został wybrany właśnie ten małopolski, a 24 stycznia 2012 r. w Zamku Królewskim w Niepołomicach została podpisana umowa na jego realizację. Obecnie trwa uzgadnianie szczegółowej specyfikacji projektu ze stroną szwajcarską. Dopiero po ostatecznych ustaleniach zostanie rozpisany przetarg na wykonawcę inwestycji.

## Zakres projektu

W ramach przedsięwzięcia w gminach: Niepołomice (lider), Wieliczka, Skawina i Klaj do końca grudnia 2014 r. powstanie: 18 514 m<sup>2</sup> kolektorów słonecznych, 2700 m<sup>2</sup> instalacji fotowoltaicznych oraz cztery instalacje pomp ciepła. Jeśli chodzi o obiekty użyteczności publicznej, to w ciągu trzech lat realizacji zadania łącznie w gminach tych będzie: 26 budynków z zainstalowanymi kolektorami, 2 z zainstalowanymi układami fotowoltaicznymi (pływalnie w Niepołomicach i Wieliczce) oraz 4 z pompami ciepła. Skorzystają również mieszkańcy gospodarstw domowych – instalacje OZE powstaną w 3841 obiektach.

Inwestycja jest współfinansowana w ramach Szwajcarsko-Polskiego Programu Współpracy z nowymi krajami członkowskimi Unii Europejskiej. Jej łączna wartość to 69 451 881 zł, z czego 41 671 128,60 zł (60%) będzie pochodzić z dofinansowania szwajcarskiego. Gminy partnerskie pokryją 40% wartości projektu, czyli 27 780 752 zł. Dzięki dofinansowaniu z budżetów samorządów w wysokości 10% właściciel gospodarstwa domowego zapłaci tylko 30% wartości systemu solarnego, zaś w przypadku instalacji na budynkach użyteczności publicznej gminy pokryją 100% wkładu własnego ze swoich budżetów.

## Korzyści z realizacji przedsięwzięcia

Celem samorządowców realizujących projekt jest, najogólniej mówiąc, poprawa warunków zdrowotnych i życia mieszkańców regionu poprzez poprawę czystości powietrza. Ponadto ważną jest również dywersyfikacja źródeł energii w kierunku zwiększania udziału OZE w globalnej produkcji energii.

W ramach projektu prowadzone będą szkolenia z zakresu ekologii oraz działania promocyjne. Dzięki nim wzrośnie świadomość ekologiczna mieszkańców, co zaowocuje w przyszłości większym wykorzystaniem proekologicznych technologii do produkcji energii zarówno przez użytkowników indywidualnych, jak i publicznych. Ponadto zwiększy się liczba obiektów publicznych oraz domów prywatnych z instalacjami OZE, co skutkować będzie ograniczeniem zużycia paliw kopalnych i dalszą redukcją emisji zanieczyszczeń. Projekt wpłynie również na wzrost atrakcyjności turystycznej gmin partnerskich, które będą mogły promować się jako region o niskiej emisji zanieczyszczeń, gdzie dba się o jakość życia mieszkańców i środowisko naturalne.

## Niepołomice stawiają na energię solarną

Oprócz powyżej opisanego projektu gmina Niepołomice realizuje wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie odrębną inwestycję związaną z energią słoneczną. Polega ona na wykonaniu instalacji solarnej w budynku Polskiego Towarzystwa Gimnastycznego „Sokół” w Niepołomicach, w którym odbywają się zajęcia gimnastyczne dla dzieci i młodzieży. W przeciwieństwie do popularnych paneli słonecznych, stosuje się tu panele PV/T, które są zdolne do jednoczesnej produkcji energii cieplnej

i elektrycznej. Ponadto w ramach inwestycji powstanie instalacja pilotażowa zawierająca ogniwo paliwowe jako generator energii elektrycznej, którego źródłem energii jest wodór zgromadzony w procesie elektrolizy przy wykorzystaniu energii promieniowania słonecznego. Jest to nowoczesna i jeszcze mało popularna technologia, z którą wiąże się sporo nadziei w zakresie wykorzystania i przechowywania odnawialnej energii. Celem budowy instalacji jest zbadanie możliwości zastosowania nowoczesnych technologii w budynkach jednorodzinnych, dlatego zużycie energii elektrycznej oraz ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) w obiekcie zaplanowano tak, aby odpowiadało temu, jakie występuje w tradycyjnym gospodarstwie domowym.

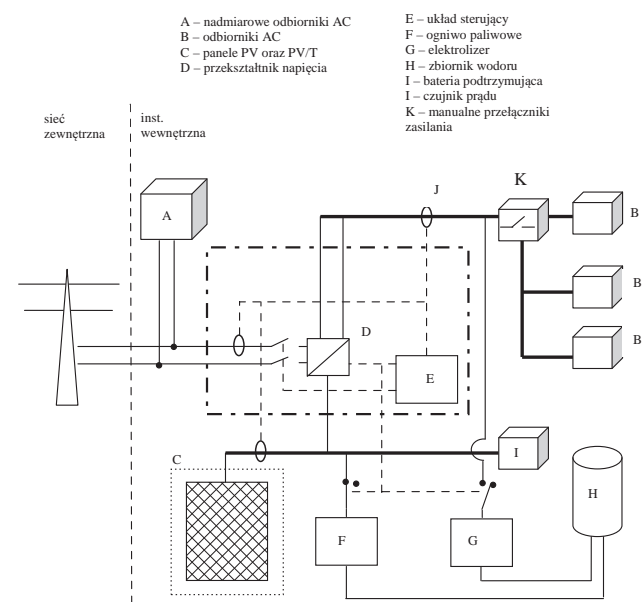
Przedsięwzięcie jest realizowane w ramach projektu PEA BSR (Public Energy Alternatives Baltic Sea Region), w którym oprócz Polski biorą udział również Niemcy, Litwa, Łotwa, Estonia i Finlandia. W krajach tych mają powstać instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii. Celem programu jest poszerzenie świadomości Europejczyków o OZE i zachęcenie ich do częstszego wybierania tego typu rozwiązań we własnych domach. W Polsce w program zaangażowały się Akademia Górniczo-Hutnicza, gmina Niepołomice oraz Instytut Maszyn Przepływowych im. Szwalskiego Polskiej Akademii Nauk z Gdańska. Instalacja pilotażowego systemu działającego na bazie ogniwo paliwowych i paneli fotowoltaicznych to koszt około 83 tys. EUR. Wkład własny gminy wynosi 15%, a udział UE to około 70 tys. EUR.

## Realizacja projektu

W ramach inwestycji 8 listopada 2011 r. oddano pierwszy element instalacji, czyli autonomiczną wieżę śledzącą ruch słońca, na której zamontowano nowoczesne komórki fotowoltaiczne charakteryzujące się wysoką wydajnością nawet przy niskim nasłonecznieniu. Dzięki temu świetnie sprawdzają się w naszych szerokościach geograficznych. Wieża porusza się na podstawie zaprogramowanych pozycji słońca dla każdego dnia w roku, tym samym zapewnia prostopadłość kierunków wyznaczonych przez promienie słoneczne oraz płaszczyznę zamontowanych kolektorów.

W budynku jest już produkowany prąd i działa system podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Przewody z glikolowym płynem solarnym umieszczono w gruncie, zaś obieg obiegu przekierowuje wstępnie podgrzany płyn na węzownice podgrzewacza

Rys. 1. Schemat istniejącej instalacji



c.w.u. Dzięki takiemu rozwiązaniu ogranicza się straty przy rozruchu instalacji, szczególnie poza sezonem letnim. W sytuacji, kiedy brakuje dostatecznej ilości energii słonecznej, dostęp do ciepłej wody w obiekcie zapewnia wbudowana w podgrzewacz grzałka elektryczna.

Dzięki monitoringowi będzie można zdalnie kontrolować stan instalacji. Sygnały alarmowe przekazywane będą poprzez wiadomości tekstowe lub pocztę elektroniczną do osoby nadzorującej pracę systemu.

Umowa na ostatni element instalacji pilotażowej, czyli montaż zespołu ogniwa paliwowego została podpisana 24 kwietnia br. z dwumiesięcznym terminem realizacji. Obecnie montowany jest system monitoringu. Całość zadania zostanie zakończona w czerwcu br. Wtedy też odbędzie się cykl szkoleń o OZE skierowany nie tylko do osób związanych z branżą energetyczną, ale też do mieszkańców, którzy zechcą wykorzystać zdobytą wiedzę w życiu codziennym.

## Hybrydowy system zasilania w energię elektryczną

W ramach przedsięwzięcia została zmodyfikowana wewnętrzna sieć elektryczna budynku w celu integracji wielu źródeł energii elektrycznej: paneli fotowoltaicznych, paneli kombinowanych PV/T, ogniwa paliwowego oraz sieci publicznej. Zakres zadania obejmował: wymianę elementów oświetlenia na halogenowe świetlówki kompaktowe, podział odbiorników energii elektrycznej, montaż niezbędnych urządzeń sterujących oraz ich konfigurację, a także uruchomienie instalacji. Modernizacja dotyczyła wewnętrznego podziału sieci ze względu na moc odbiorników elektrycznych znajdujących się w budynku. Odbiorniki dużej mocy (m.in. system ogrzewania elektrycznego pomieszczenia poczekalni, grzałka ogrzewacza solarnego) są stale zasilane z zewnętrznej sieci energetycznej, natomiast pozostałe odbiorniki – za pomocą systemu hybrydowego. Ponadto istnieje możliwość zmiany profilu obciążenia systemu hybrydowego poprzez zasilenie części odbiorników z sieci zewnętrznej – jest to możliwe dzięki manualnym przełącznikom zasilania.

Zadaniem priorytetowym jest wykorzystanie energii elektrycznej pochodzącej z ogniw fotowoltaicznych.

## Innowacyjne magazynowanie energii w formie wodoru

Po raz pierwszy w tak małym budynku jak obiekt PTG „Sokół” wykorzystano innowacyjny mechanizm magazynowania wytworzonej energii w postaci wodoru. Taki zapas będzie potrzebny na pochmurne dni. Instalacja zamontowana w Niepołomicach jest projektem pilotażowym, a użyte technologie są uznawane za pionierskie i obecnie nie są wykorzystywane na szeroką skalę w ma-

łych budynkach mieszkaniowych. Upowszechnienie się technologii magazynowania energii w formie wodoru będzie możliwe dopiero po obniżeniu się jej kosztów.

Wódór przechowywany będzie w zbiornikach o pojemności nie mniejszej niż 1800 Std L, wypełnionych wodorkami metali. System przechowywania może składać się z jednego lub wielu zbiorników sumarycznie spełniających wymóg pojemności.

W ramach podpisanej 24 kwietnia br. umowy w ciągu dwóch miesięcy zwycięzca przetargu dostarczy, zamontuje, a następnie podłączy do istniejącej instalacji elektrycznej następujące urządzenia: elektrolizer, zestaw zbiorników na wódór, zespół ogniwa paliwowego. Ponadto dostawa dotyczy m.in. elementów sterujących (sterowanie pracą ogniwa paliwowego, nadzorowanie/regulacja jego temperatury).

Całkowita moc elektryczna instalacji składającej się z paneli fotowoltaicznych oraz modułów PV/T (C) to 2,2 kW.

- Elektrolizer zastosowany w PTG „Sokół” będzie charakteryzować się następującymi parametrami:
  - wydajność: 1000 ml/min;
  - pobór mocy: poniżej 700 W (przy nominalnej wydajności);
  - czystość wodoru: 7 (99,99%);
  - ciśnienie na wyjściu: 0–10 bar (regulowane z krokiem 0,1 bar);
  - głośność pracy: maksymalnie 46 dBA;
  - zasilanie: 230 V, 50 Hz.
- Niskotemperaturowe ogniwo paliwowe będzie miało maksymalną ciągłą moc elektryczną 0,5 kW. Będzie uzyskiwać pełną moc po nie więcej niż 30 sekundach od rozruchu. Temperatura ogniwa paliwowego będzie kontrolowana i w razie potrzeby regulowana poprzez wentylatory. Ogniwo będzie współpracować z instalacją stałoprądową 24 V.
 

Parametry ogniwa:

  - moc pracy ciągłej: 1000 W;
  - napięcie nominalne: nie wyższe niż 55 V;
  - nawilżanie: ogniwo samonawilżające się;
  - typ: PEM;
  - przepływ gazu: nie więcej niż 15 l/min przy pracy z mocą nominalną;
  - wymagana czystość gazu: 4 (99/99%);
  - wydajność: minimum 40% dla nominalnych parametrów pracy. ■

*Tekst powstał w oparciu o materiały z archiwum Urzędu Miasta i Gminy Niepołomice.*

### Dotychczasowe lokalne działania gminy Niepołomice związane z oszczędnością energii i wykorzystaniem OZE:

- przystąpienie w lutym 2009 r. do Porozumienia Burmistrzów – Niepołomice jako jedno z pierwszych polskich miast podjęło wyzwanie wykrócenia poza unijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r.;
- włączenie się w realizację projektu MODEL (Management of Domains related to Energy in Local authorities), ukierunkowanego na ograniczenie zużycia energii w sektorze komunalnym oraz promocję efektywności energetycznej i wykorzystania OZE wśród mieszkańców;
- projekty: „Świadectwa charakterystyki energetycznej dla budynków komunalnych” oraz „EURONET 50/50”. W ramach pierwszego z nich w trzech budynkach będących własnością gminy wykonano audyty energetyczne oraz opracowano świadectwa charakterystyki energetycznej, zaś w ramach drugiego dwie szkoły wprowadziły środki efektywności energetycznej w użytkowanych przez siebie budynkach, angażując w cały proces uczniów;
- wykonanie w 2009 r. „Audyty zużycia i zapotrzebowania na energię elektryczną obiektów gminnych oraz obiektów podmiotów utrzymywanych lub dofinansowanych przez jednostkę samorządową”, który jest niezwykle istotny z punktu widzenia zarządzania energią elektryczną na obszarze gminy;
- opracowanie „Projektu technicznego budowy docelowej struktury układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz systemu zarządzania gospodarką energetyczną w Urzędzie Miasta i Gminy Niepołomice wraz z podmiotami przez niego subsydiowanymi”, a także opracowanie „Strategii Solarnej”;
- przygotowanie studium wykonalności kompleksowej modernizacji oświetlenia ulicznego i drogowego, wymiana punktów świetlnych na energooszczędne;
- wykonanie opracowania pt. „Warunki występowania oraz możliwości zagospodarowania wód termalnych w m. Niepołomice, okolica ul. Świerczewskiego i Grunwaldzkiej”;
- opracowanie „Studium wykonalności w sprawie efektywności energetycznej zgodnie z zasadą zrównoważonego zarządzania energią dla gminy Niepołomice”.

# METODY UKŁADANIA KABLI TELEKOMUNIKACYJNYCH W OBIEKTACH PODZIEMNEJ INFRASTRUKTURY MIEJSKIEJ

MICHAŁ ANDRZEJEWSKI, BARTOSZ SZELĄG



## KSIĄŻKA JUŻ W SPRZEDAŻY

Dostępna na naszym portalu  
[www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com) w dziale księgarńia

**WI** Wydawnictwo  
**INZYNIERIA**  
sp. z o.o.

Więcej pozycji wydawniczych  
znajdziesz i zamówisz  
na [www.inzynieria.com](http://www.inzynieria.com)  
w dziale **księgarńia**

# Księgarńia



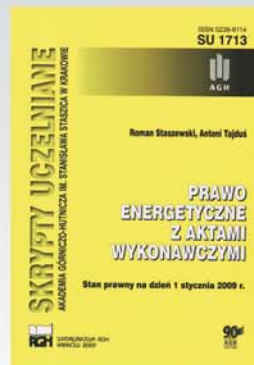
### Instalacje elektryczne

**S. Niestępski, M. Parol,  
J. Pasternakiewicz,  
T. Wiśniewski**

Oficyna Wydawnicza  
Politechniki Warszawskiej

Warszawa 2005, str. 436

W skrypcie przedstawiono niezbędne wiadomości potrzebne do wykonania przez studentów projektów instalacji elektroenergetycznych. Omówiono budowę i projektowanie instalacji, a także montaż i eksploatację.



### Prawo energetyczne z aktami wykonawczymi Stan prawny na dzień 1 stycznia 2009 r.

**Roman Staszewski, Antoni Tajduś**  
Uczelniane Wydawnictwa  
Naukowo-Dydaktyczne AGH

Kraków 2009, str. 308

Podręcznik przygotowany dla osób studiujących na specjalnościach, które są z energetyką merytorycznie związane. W podręczniku w całości zamieszczone są artykuły ustawy zasadniczej "Prawo energetyczne" oraz wykaz wszystkich aktów normatywnych.

Pre-press Druk Web design  
Fotografia Video



**J**akość to coś co zadowala,  
a nawet zachwyca klientów – William Deming



- Foldery
- Broszury
- Reklamy
- Katalogi produktowe

- Czasopisma
- Książki
- Opracowanie, redakcja i korekta tekstów
- Projektowanie stron www

#### Video:

- Filmy targowe
- Relacje z wydarzeń
- Filmy szkoleniowe
- Filmy reklamowe
- Wywiady

#### Fotografia:

- Reportażowa
- Lotnicza
- Produktowa
- Dokumentacja inwestycji

