

Terminal w Świnoujściu otwiera przed nami nowe możliwości

Połączenie z Norwegią jest istotnym elementem strategii dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.



Z **PIOTREM WOŹNIAKIEM**, prezesem zarządu PGNiG SA, rozmawia **MARIUSZ KARPIŃSKI-RZEPA**,
Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne

Już od 2013 r. na liście priorytetowych inwestycji energetycznych UE widnieje projekt dostaw norweskiego gazu do Polski za pośrednictwem Baltic Pipe. Gaz-System w sierpniu 2017 r. podpisał z duńską firmą Ramboll umowę na przygotowanie dokumentacji do budowy gazociągu. Gaz z Norwegii do Polski ma nim popłynąć jesienią 2022 r. Jakie są cele projektu Baltic Pipe i co oznacza budowa nowego gazociągu dla Grupy Kapitałowej PGNiG?

Połączenie z Norwegią jest istotnym elementem strategii dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Razem z terminalem w Świnoujściu umożliwi uniezależnienie się od surowca z Rosji, dla którego w obecnej sytuacji nie mamy alternatywy. Planowany rurociąg jest zatem inwestycją

PIOTR WOŹNIAK jest absolwentem Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 80. XX w. pracował w Państwowym Instytucie Geologicznym. Od 1990 do 1991 r. był doradcą ministra przemysłu. Następnie, do 1996 r., pełnił funkcję radcy handlowego w Ambasadzie RP w Kanadzie. W latach 1998–2000 był doradcą premiera ds. infrastruktury. W 1999 r. został członkiem Rady Nadzorczej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, a od 2000 do 2002 r. był wiceprezesem zarządu spółki. W latach 2005–2007 pełnił funkcję ministra gospodarki. W 2011 r. został wiceministrem środowiska i głównym geologiem kraju. Sprawował tę funkcję do 2013 r. W grudniu 2015 r. został powołany na stanowisko prezesa zarządu PGNiG SA.

o zasadniczym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Wpisuje się również w plany strategiczne PGNiG. Po pierwsze, chcemy zakończyć współpracę z Gazpromem na dotychczasowych zasadach. Jednak żeby tak się stało, musimy mieć możliwość importowania znacznych ilości gazu z innego kierunku. Po drugie, połączenie z Norwegią umożliwi sprowadzenie do Polski gazu

z naszych 18 koncesji wydobywczych na norweskim szelfie kontynentalnym. Po 2022 r. zamierzamy zwiększyć tam wydobycie do poziomu 2,5 mld m³ rocznie.

Gdy dodamy do tego wydobycie krajowe, to będziemy w stanie zaspokajać z własnych źródeł niemal 40% krajowego zapotrzebowania na gaz. Dziś jest to ok. 25%. Warto pamiętać, że najtańszy gaz to ten, który wydobywa się samemu.



Metanowiec z ładunkiem amerykańskiego LNG w gazoporcie w Świnoujściu, fot. PGNiG SA

Dlatego budowa połączenia z Norwegią jest ważna nie tylko z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, ale również ceny, którą za gaz płać odbiorcy.

Od ponad roku eksploatowany jest Terminal LNG im. prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. PGNiG jest największym użytkownikiem tej instalacji – spółka zarezerwowała niemal 100% mocy regazyfikacyjnych. Jak Pan ocenia ten rok współpracy i jakie plany ma PGNiG wobec gazoportu?

Terminal umożliwia nam tworzenie zdwersyfikowanego portfela dostaw gazu. Możemy kupować surowiec z dowolnego miejsca na świecie – do tej pory sprowadziliśmy go z Kataru, Norwegii i Stanów Zjednoczonych. Ale tu nie chodzi tylko o kraj pochodzenia. Terminal pozwala nam także różnicować typy kontraktów na dostawy gazu – możemy zawierać umowy długo-, średnio- i krótkoterminowe. Dobierając odpowiedni zestaw takich kontraktów, jesteśmy w stanie zapewnić sobie elastyczność, niezbędną na coraz szybciej zmieniającym się rynku gazu. Ma to również przełożenie na koszt surowca. Ale kupić tanio gaz to jedno, a sprowadzić – drugie. Bez Świnoujścia nie byłoby to możliwe.

LNG daje nam również możliwość zdobycia nowych klientów. Cysterny ze

skroplonym gazem mogą dotrzeć tam, gdzie nie ma sieci gazowniczej, np. do oddalonego zakładu przemysłowego, którego podłączenie do sieci byłoby po prostu nieopłacalne. To samo dotyczy niewielkich, położonych na uboczu miejscowości. Przez naszą spółkę PSG będziemy we współpracy z samorządami budować w wielu regionach Polski stacje regazyfikacyjne i lokalne, zamknięte sieci dystrybucyjne. Poza tym chcemy sprzedawać LNG jako ekologiczne paliwo dla statków – mam tu na myśli usługę tzw. bunkrowania, a w przyszłości również jako paliwo w transporcie samochodowym.

Reasumując, terminal otwiera przed nami nowe możliwości i jesteśmy zdeteterminowani, aby z nich skorzystać. To dlatego w sierpniu 2017 r. zarezerwowaliśmy dodatkowe moce regazyfikacyjne, tak że na PGNiG przypadnie niemal 100% aktualnej przepustowości gazoportu.

Jednym z elementów strategii GK PGNiG na lata 2014–2022 jest rozwój tradingu LNG na rynku międzynarodowym. Jakie kroki w tym kierunku zostały już poczynione i jakich efektów spodziewa się spółka dzięki tym działaniom?

W lutym 2017 r. uruchomiliśmy w Londynie biuro handlowe, którego zadaniem jest właśnie prowadzenie tradingu LNG. Wybór Londynu był oczywisty – to euro-

pejskie centrum handlu gazem skroplonym. Działalność tradingowa opiera się w dużym stopniu na osobistych relacjach, trzeba być na miejscu, trzymać rękę na pulsie. W Londynie najłatwiej znaleźć doświadczonych pracowników, liczy się również dostęp do zaplecza finansowego i prawnego.

Podstawowym zadaniem biura jest handel LNG – wyszukiwanie okazji do kupna i sprzedaży surowca na całym świecie. Mamy zamiar stać się aktywnym, globalnym graczem na tym rynku. Jednocześnie biuro w Londynie może być wykorzystane do zakupu gazu na potrzeby krajowe. Przykładem jest umowa z amerykańską firmą Cheniere Energy, w wyniku której w czerwcu 2017 r. została zrealizowana pierwsza dostawa gazu z USA do Europy Środkowo-Wschodniej. Możemy tu mówić o historycznej transakcji, do której doprowadziło właśnie nasze biuro w Londynie.

PGNiG zasila CNG autobusy komunikacji publicznej w kilkunastu miastach w Polsce. Czy CNG jest szansą na tanie i ekologiczne zasilanie pojazdów w Polsce?

Jesteśmy o tym przekonani. Mamy w Polsce problem ze smogiem. Oczywiście, jedną z głównych przyczyn jest tzw. niska emisja, która jest efektem wykorzystania złej jakości paliw do ogrzewania indywidualnych domów. Jednak transport



Platforma na koncesji Gina Krog (Norwegia), której współwłaścicielem jest PGNiG, fot. Statoil

drogowy też ma niebagatelny udział w zanieczyszczeniu powietrza, zwłaszcza tlenkami azotu i cząstkami stałymi. Dlatego działania na rzecz poprawy jakości powietrza powinny dotyczyć również tego sektora.

Dobrym rozwiązaniem są silniki napędzane CNG. Ich ekologiczna przewaga nad jednostkami benzynowymi czy dieslami jest jednoznaczna, potwierdzona zarówno w laboratoriach, jak i testach ulicznych. Jest to również technologia dojrzała, szeroko wykorzystywana na świecie. Jest wreszcie argument ekonomiczny – CNG jest tańszy niż tradycyjne paliwa płynne.

Dlatego PGNiG zaangażowało się w rozwój rynku CNG. Na 26 stacji CNG w Polsce 20 jest zarządzanych przez PGNiG Obrót Detaliczny. Nasz gaz napędza autobusy m.in. w Tychach, Tarnowie, Rzeszowie i Gdyni. Korzystają z niego służby oczyszczania miasta, np. w Warszawie i Sopocie. Wśród klientów mamy również prywatne firmy transportowe, jednak cełujemy przede wszystkim w odbiorców z sektora komunalnego. Ponieważ coraz więcej samorządów podejmuje działania na rzecz poprawy jakości powietrza na

swoim terenie, wierzymy, że jest to dla nas bardzo perspektywiczny rynek.

W strukturach grupy funkcjonuje Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., zajmująca się dystrybucją gazu ziemnego. Wyniki finansowe PSG za pierwsze półrocze 2017 r. istotnie przekroczyły wielkości planowane. Co przyczyniło się do osiągnięcia tak dobrych efektów?

Dobre wyniki PSG to efekt zwiększenia wolumenu dystrybuowanego gazu oraz liczby wybudowanych nowych przyłączy gazowych. Poprawa jest konsekwencją realizacji strategii PSG na lata 2016–2022, która zakłada intensyfikację działań na rzecz przyłączania odbiorców do sieci gazowej i gazyfikowania nowych obszarów. Spółka zamierza do końca 2022 r. gazyfikować 74 gminy, które obecnie nie mają żadnego dostępu do sieci dystrybucyjnej. Dalsze plany są jeszcze ambitniejsze – w trakcie kadencji obecnego zarządu PSG podpisano ponad 450 listów intencyjnych z gminami, które nie są podłączone do sieci gazowej. Kontynuowana jest również rozbudowa sieci w gminach już częściowo gazyfikowanych. To pokazuje, jak wielki nacisk PSG kładzie na rozbudowę swojej infrastruktury.

Na wyniki spółki wpływ miała również optymalizacja procesów, w tym zmiana struktury organizacyjnej PSG, co przyniosło 66,7 mln zł oszczędności na działalności operacyjnej. Warto podkreślić, że mimo tych oszczędności PSG cały czas tworzy nowe miejsca pracy – zatrudnienie w spółce od marca 2016 r. wzrosło o niemal 500 etatów, w tym 276 w obszarze eksploatacji sieci gazowych.

W tym roku 15-lecie działania obchodziła największa gazowa kopalnia w kraju należąca do PGNiG – Kopalnia Gazu Ziemnego Kościan-Brońsko. W tym czasie praca kopalni przebiegała praktycznie bez awarii. Jakim rozwiązaniom technologicznym kopalnia zawdzięcza tak sprawne działanie?

Rzeczywiście, od momentu rozpoczęcia eksploatacji w kopalni miała miejsce tylko jedna awaria, w dodatku drobna, usunięta bodajże w ciągu pół godziny. A przecież mówimy o instalacji składającej się z setek zaworów, pomp i urządzeń ciśnieniowych. Można więc powiedzieć, że Kościan-Brońsko jest zakładem modelowym, co jest przede wszystkim zasługą załogi kopalni. Bez jej zaangażowania, świetnej organizacji pracy i przestrzegania dobrych praktyk



Lider niezawodności – KGZ Kościan-Brońsko, fot. PGNiG SA



Zestaw sprężarkowy do powrotnego zatłaczania gazu w kopalni Dębno (BMB), fot. P. Czemyrs, KRNiGZ Dębno

nie udałoby się tego osiągnąć. Z drugiej strony to również kwestia zastosowania pionierskich rozwiązań technologicznych, zwłaszcza w dziedzinie walki z korozją. W kopalni prowadzony jest bieżący i cykliczny monitoring instalacji za pomocą sond oraz z wykorzystaniem metody ultradźwiękowej. Znakomite efekty osiągnięte w Kościanie-Brońsku spowodowały, że zdecydowaliśmy się wdrożyć sprawdzone tam rozwiązania antykorozyjne również w innych zakładach.

Jednym z obiektów o znacznym poziomie wydobywania ropy naftowej w Polsce jest Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno. Ze złoża Barnówko-Mostno-Buszewo w ciągu 18 lat wydobyto ponad 6 mln t tego surowca. Z powodu sukcesywnego wzrostu ilości wydobywanego gazu, który towarzyszy ropie naftowej, oraz ograniczonej przepustowości instalacji uzdatniania gazu w Ośrodku Centralnym Barnówko zdecydowano o modernizacji instalacji i powrotnym zatłaczaniu gazu ziemnego do złoża, aby móc utrzymać wydobywanie ropy na dotychczasowym poziomie. Z czym wiązała się ta inwestycja?

Barnówko-Mostno-Buszewo to największe złożo ropy naftowej w Polsce, którego zasoby szacujemy na ponad 12,5 mln t ropy i dodatkowo 7,5 mld m³ gazu. Jego odkrycie na początku lat 90. XX w. było nie lada sensacją. *Notabene*, przyczyniło się do niego wykorzystanie badań 3D, to jeden z pierwszych przypadków zastosowania tej technologii w Polsce.

Problemem złoża jest natomiast obecność dużych ilości siarkowodoru w ga-

zie, który wydobywamy razem z ropą. Siarkowodor jest toksyczny i powoduje korozję, a więc zanim cokolwiek zrobimy z wydobytym gazem, musimy go usunąć. Ze względu na ograniczoną przepustowość naszej instalacji uzdatniającej byliśmy zmuszeni ograniczać wydobywanie – zanieczyszczonego gazu było po prostu za dużo. Zdecydowaliśmy się na budowę instalacji do powrotnego zatłaczania nieoczyszczonego gazu do odwiertów, co pozwoliło zwiększyć wydobywanie ropy o 100 t na dobę, a więc o 10%.

Budowa instalacji była sporym wyzwaniem technicznym, przede wszystkim ze względu na wspomniane właściwości siarkowodoru. Dlatego gazociąg i agregat sprężający zostały wyposażone w nowoczesne systemy detekcji gazu. W przypadku rozszczelnienia rurociągu powiadomienie o awarii jest wysyłane automatycznie razem z informacją o miejscu nieszczelności.

Wydobywanie węglowodorów w Karpatach prowadzone jest już od ponad 160 lat. Czy spółka nadal prowadzi prace poszukiwawczo-rozpoznawcze na tych terenach i jak wyglądają perspektywy dla tej działalności?

Karpaty to rzeczywiście kolebka naszej branży. Prowadzimy tu prace od zawsze, oczywiście z różną intensywnością. Na rejon karpacki przypada jedna czwarta zasobów wydobywalnych, którymi dysponujemy. Mamy na tym terenie 134 koncesje eksploatacyjne i 36 kopalni węglowodorów, których wydobywanie wyniosło w 2016 r. prawie 1,5 mld m³ gazu

ziemnego i 43 tys. t ropy naftowej. Jest to zatem obszar dość mocno wyeksploatowany. Jednak dzięki postępowi technologicznemu nadal możemy liczyć na kolejne odkrycia i eksploatację nowych zasobów. W 2016 r. odwierciliśmy w tym rejonie siedem otworów poszukiwawczych i siedem rozpoznawczych. Ważniejsze wyniki geologiczno-żyłowe to np. odkrycie akumulacji gazu w nowych, wcześniej nieeksploatowanych horyzontach w utworach miocenu na wschód od Rzeszowa, na południe od Przemyśla i na południe od Krosna.

Nowe technologie wykorzystujemy również do intensyfikacji wydobywania. Mam na myśli m.in. technikę szczelinowania, dzięki której w USA doszło do rewolucji łupkowej. Może być ona stosowana również w złożach konwencjonalnych i będziemy z niej korzystać zarówno w samych Karpatach, jak i na przedgórzu.

Dobrym przykładem tego, jak postęp wpływa na możliwości wydobywania węglowodorów, jest złożo Przemyśl – największe w rejonie karpackim. Jest ono eksploatowane już od lat 60. XX w., poziom wydobywania systematycznie spadał i mogłoby się wydawać, że złożo jest już w okresie schyłkowym. Tymczasem na podstawie wyników nowego zdjęcia sejsmicznego 3D planujemy nowe wiercenia i sięgnięcie do nieeksploatowanych wcześniej horyzontów. Chcemy utrzymać poziom wydobywania ze złoża i zapewnić pracę naszych ośrodków w Przemyślu w następnych dekadach.

Dziękuję za rozmowę.

