

Koncepcje dywersyfikacji źródeł i sposobów zaopatrzenia kraju w gaz ziemny

Będziemy niezależni od dostaw ze wschodu?

Anna Biedrzycka



Tłocznia gazu Hołowczyce, tłoczy gaz rosyjski importowany przez Białoruś

Obecny rok jest kluczowy dla różnicowania dostaw gazu do Polski – twierdzi Ministerstwo Gospodarki, które do końca roku chce podjąć decyzję w sprawie dwóch strategicznych projektów dywersyfikacyjnych. Pierwszy dotyczy zbudowania gazociągu podmorskiego z Norwegii, drugi – terminalu LNG (Liquefied Natural Gas).

Dywersyfikacja dostaw energii lub nośników energii jest nieodłącznie związana z problemem bezpieczeństwa energetycznego państwa. Poszczególne kraje dążą do różnicowania źródeł zakupu nośników energii, włączając w to również własne zasoby surowców energetycznych. Kraje „starej” Unii Europejskiej mają klasycznie zdywersyfikowane portfele importu surowców energetycznych. Zwykle z jednego źródła pochodzi nie więcej niż 30% dostaw. Przykładem wręcz wzorcowej dywersyfikacji są Niemcy, które sprowadzają gaz z czterech źródeł: własnych, z Morza Północnego, z Rosji oraz w postaci skroplonej LNG z krajów

arabskich. Uniezależnia to naszego zachodniego sąsiada od różnych zawirowań politycznych i gospodarczych, a ponadto umożliwia prowadzenie elastycznej i ekonomicznie racjonalnej polityki energetycznej.

Polska importuje gaz praktycznie tylko ze wschodu, gdyż dostawy przez jedno niewielkie przejście w Lasowie koło Zgorzelca zaspokajają zaledwie kilka procent potrzebnych dostaw. Próba zmiany tej sytuacji, czyli zdywersyfikowania dostaw gazu, były kontrakty zawarte w 2001 r. na dostawę gazu z Norwegii i Danii, poparte projektami budowy gazociągów. Obydwa kontrakty zostały jednak anulowane przez rząd Leszka Millera.

Decyzję o budowie gazociągu północnoeuropejskiego po dnie Bałtyku z Wybarga (na północ od Sankt Petersburga) do Greifswald (północno-wschodnie Niemcy) wszystkie środowiska polityczne w Polsce uznały za zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego. Podnoszono, że gazociąg po dnie Bałtyku utrudni

jakikolwiek inne połączenia, a doprowadzenie tak olbrzymiej ilości gazu do północnego rejonu Niemiec (od 20 do 36 mld m³/rok), bardzo blisko granicy z Polską, zniweczy szansę stworzenia konkurencji w postaci dostaw gazu z północy Europy. Mówiono też o osłabieniu pozycji Polski na rynku gazowym Europy, a także krajów z nami sąsiadujących – Litwy, Łotwy i Estonii. Obecny minister gospodarki Piotr Woźniak twierdził nawet, że polski rynek gazowy stanie się rynkiem peryferyjnym. Przystanie być włączony w obieg pierścieniowy i będzie rynkiem wyłącznie odbiorczym, w dodatku od jednego dostawcy.

Dwudniowe wstrzymanie dostaw gazu na początku tego roku było przysłowiową kroplą, która przelała czarę goryczy. Wkrótce po tym wydarzeniu Rada Ministrów zobowiązała ministra gospodarki do przeprowadzenia w trybie pilnym działań przygotowujących decyzje inwestycyjne i handlowe dla dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a w szczególności budowy terminalu gazu skroplonego LNG na terytorium Polski oraz dostaw z innych źródeł, uwzględniając kryteria ekonomiczne i możliwość zawarcia – w ramach wybranego źródła – kontraktów na długoterminowe dostawy gazu ziemnego.

Realizując uchwałę Rady Ministrów Ministerstwo Gospodarki zaczęło analizować warunki importu gazu LNG, w tym m.in. liczbę i lokalizację terminali oraz źródła dostaw. Podjęło również rozmowy z dostawcami gazu sieciowego. Rezultaty tych rozmów nie są podawane do publicznej wiadomości przed ich zakończeniem.

Kluczowe znaczenie przywiązuje się do rozmów ze stroną norweską. W Europie istnieją bowiem tylko dwa zasobne w gaz rejonu: Norwegia oraz Rosja. Do projektów zakładających możliwość importu gazu azjatyckiego, takich jak projekt Nabucco, łączący złoża gazu w regionie Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan, Uzbekistan) oraz Środkowego Wschodu (Iran, a także inne kraje arabskie, w tym Irak, Syria, Egipt) z Europą, oraz tzw. gazociąg Sarmacki (z Kazachstanu lub Turkmenistanu przez Ukrainę) podchodzi się sceptycznie. Projekty te bazują na dostawach z kierunku wschodniego, czyli kontrolowanego przez rosyjski Gazprom. Praktycznie tylko dwa projekty, tj. terminal LNG i gazociąg norweski, umożliwiają import z innego kierunku.

Zapowiedzi rządu, że w ciągu czterech lat chce znacznie zwiększyć udział kontraktów gazowych z Norwegii, co ma pomóc w uniezależnieniu się od gazu rosyjskiego, przyniosły już pierwsze efekty. 6 czerwca 2006 r. PGNiG SA podpisało



PIPETEST SERVICE



Jako jedyna polska firma (i jedna z trzech w Europie) wykonujemy próby specjalne „stresowe” na rurociągach i gazociągach. Działamy w Polsce od 1995 r. Wykonaliśmy jako pierwsza polska firma próbę stresową w 1995 r. W 1997 r. wykonaliśmy pierwszą próbę stresową na rurociągu już użytkowanym. Sprawdziliśmy w Polsce ponad 1000 km rurociągów i gazociągów dla średnic od DN 100 do DN 1400.

Od początku działalności w Polsce współpracujemy z niemiecką firmą Weatherford Kopp GmbH oraz niemieckim Urzędem Dozoru Technicznego TÜV, który certyfikuje jakość naszych usług.

Posiadamy najnowocześniejszy i unikalny w Polsce zestaw maszyn i urządzeń do przeprowadzania prób, w tym programy komputerowe i elektroniczne systemy pomiarowe.

Posiadamy certyfikat jakości ISO 9001:2000.

Jesteśmy członkiem Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Świadczymy usługi dla gazownictwa w szeroko rozumianym serwisie rurociągowym, a w szczególności wykonujemy:

- próby specjalne „stresowe”
- standardowe próby hydrauliczne i pneumatyczne
- czyszczenie rurociągów i gazociągów
- kalibrację rurociągów
- osuszanie rurociągów
- poszukiwanie miejsc nieszczelności i niedrożności w rurociągach
- projektowanie prób

- świadczymy usługi doradcze i oferujemy specjalistyczne materiały w zakresie serwisu rurociągowego

Naszym nadrzędnym celem jest:

- zadowolenie klienta
- profesjonalizm przy wykonywaniu usług osiągnięty przez zgodność z wymaganiami norm, wiedzy technicznej oraz najnowocześniejszych maszyn i urządzeń
- ciągle doskonalenie jakości i poziomu świadczonych usług

Wieloletnie doświadczenie połączone z wysokimi umiejętnościami i precyzją wymaganą przy prowadzeniu badań czynią nas wiarygodnym partnerem gwarantującym wysoką jakość realizowanych prac.

PIPETEST SERVICE Sp. z o.o.

02-796 Warszawa, ul. Migdałowa 4

tel. +48 22 645 13 30-33

fax +48 22 645 13 34

e-mail: pipetest@2a.pl

www.pipetest.com.pl



PGNiG Oddział w Odolanowie - jedyny producent LNG w Polsce

umowę ramową z norweską firmą gazowniczą Statoil ASA, która będzie podstawą do zawierania poszczególnych transakcji na dostawy gazu ziemnego. Wcześniej gaz ziemny z Norwegii dostarczany był na podstawie umowy zawartej 5 maja 1999 r. pomiędzy PGNiG SA a grupą firm norweskich (Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s. oraz Total E&P Norge AS), która obowiązuje do 1 października 2006 r. PGNiG SA odbiera gaz w ramach tej umowy przez punkt zdawczo-odbiorczy w Lasowie. W sumie PGNiG SA kupiło 2,6 mld m³ na mocy tej umowy. Umowa ramowa jest korzystniejsza niż tradycyjne umowy typu *take or pay* (bierz lub płać), gdyż umożliwia elastyczne zarządzanie dostawami gazu ziemnego.

Projekt: norweski i LPG

Gazociąg podmorski zamierza zbudować konsorcjum 18 firm skupionych wokół Gassco, norweskiego państwowego operatora przesyłowego, a jego celem jest zaopatrzenie w gaz południowej Norwegii oraz wschodniej Szwecji. Strona polska chciałaby przedłużyć ten gazociąg do Polski. W skandynawskim konsorcjum Polskę ma reprezentować Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG SA). Dopiero jednak jesienią okaże się, czy polska spółka przystąpi do konsorcjum. Wtedy bowiem ma być gotowe zlecenie przez Gassco studium opłacalności wydobycia gazu ze złóż na Morzu Północnym.

Obecnie jednak mamy do czynienia z całkowicie innymi uwarunkowaniami niż występowały kilka lat temu, kiedy negocjowano umowy importowe na

gaz ziemny, ostatecznie zawarte w lipcu 2001 r. przez PGNiG SA z partnerem duńskim i partnerami norweskimi. Dlatego dziś powrót do koncepcji gazociągu pomorskiego, którym gaz mógłby popłynąć z Norwegii do Polski przez Szwecję, część specjalistów uważa za nie realistyczny. Zwraca się m.in. uwagę na to, że planowany gazociąg jest gazociągiem przybrzeżnym, a nie tranzytowym. Koszt jego ewentualnego przedłużenia musiałaby pokryć Polska (czyli inaczej niż w nieratyfikowanej umowie z 2001 r., kiedy to Norwegia miała sfinansować budowę podmorskiej rury), co może spowodować, że projekt nie będzie opłacalny ekonomicznie. Konieczne będzie zawarcie odrębnych umów: inwestycyjnej, przesyłowej i na sprzedaż gazu z którąś z firm produkujących gaz.

Dodatkowo rozmowy na ten temat zbiegają się w czasie z rozstrzygnięciami w sprawie zagospodarowania wielkiego złoża Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa, które będzie eksploatowane od 2010 r. Norweski koncern Statoil negocjuje z Gazpromem warunki swojego udziału w eksploatacji tego złoża, dlatego będzie ostrożnie podchodził do projektów, które mogłyby zagrozić jego ewentualnej współpracy z Gazpromem.

Niewykluczone ponadto, że sami Norwegowie będą zainteresowani zakupem gazu z gazociągu północnoeuropejskiego, co sygnalizowano jeszcze kilka miesięcy temu.

Równolegle prowadzone są prace nad terminalem LNG o przepustowości od 3 do 5 mld m³ gazu rocznie. W kontekście obu wymienionych projektów, często zada-

wane jest pytanie, czy polski rynek gazu przyjmie tak duże ilości gazu, zwłaszcza że obowiązuje nas długoterminowy kontrakt z Rosją, obarczony klauzulą *take or pay* (w 2005 r. Gazprom dostarczył do Polski 6,8 mld m³ gazu; w 2006 r. będzie to prawie 7 mld m³, co stanowi ok. połowę krajowego zapotrzebowania na gaz). Jednak zdaniem ministra Woźniaka, dostawy LNG oraz gazu norweskiego sieciowego znakomicie się bilansują. Ponieważ mamy najniższe zużycie gazu w Europie, zyskując połączenia ze wszystkich trzech źródeł i dodając do tego wydobycie krajowe, w końcu rozpoczniemy rozwój rynku gazu – argumentuje minister. Obecnie w Polsce zużywa się 13,6 mld m³ gazu rocznie, ale prognozy mówią o znacznym wzroście konsumpcji. Wynika to nie tylko z szacunków dotyczących rozwoju gospodarczego Polski, ale z uwarunkowań wynikających z Traktatu Akcesyjnego oraz międzynarodowych zobowiązań naszego kraju w dziedzinie ekologii.

W PGNiG mówi się o możliwości rezygnacji z małych kontraktów na dostawy gazu. Na cenzurowanym jest umowa z RosUkrEnergo, spółką powiązaną z Gazpromem, która kończy się w grudniu tego roku.

Budowa terminala LNG, jako drugiego obok podmorskiej rury projektu, ma zapewnić dywersyfikację w pełnym znaczeniu tego słowa, czyli różnicowanie źródła pochodzenia gazu i drogi transportu. Technologia LNG jest coraz powszechniej używana na świecie. Postęp technologiczny odnotowywany we wszystkich ogniwach łańcucha dostaw LNG powoduje, że projekty te tanieją. Możliwość etapowania nakładów inwestycyjnych jest dodatkowym atutem tego przemysłu w porównaniu ze sztywnością inwestowania w gazociągi. Z kolei transport morski LNG pozwala uniknąć ryzyka inwestycji sieciowych w krajach niestabilnych politycznie. Z tych powodów w projekty importowe LNG zaangażowane są obecnie 33 państwa, w tym także kraje rozwijające się. W samej Europie buduje się siedem terminali importowych LNG.

Warto dodać, że PGNiG ma już doświadczenia z LNG. Są one związane z instalacją odazotowania w Odolanowie, uruchomioną w latach 70. XX w., w której LNG jest produktem ubocznym. W latach 90. pilotażowo wprowadzono LNG z Odolanowa na rynek skandynawski. Powstanie rynku LNG w Polsce przypadło na 2002 r. Od tego czasu dostawy na rynek krajowy stale rosną (od poziomu 2812 t w 2002 r. do 13 183 t w 2005 r. Obecnie korzysta z nich ciepłownictwo i przemysł przetwórczy. PGNiG SA szacuje potencjalny dodatkowy popyt na ok. 70 000 t.

Przyjmuje się, że standardowy koszt realizacji projektu LNG dla dostaw 5 mln t/rok LNG (ok. 6,5 mld m³ gazu) wymaga nakładów inwestycyjnych w granicach 4 mld USD. Na poszczególne ogniwa łańcucha dostaw składają się: poszukiwania, wydobycie gazu (złoża dedykowane do projektu na co najmniej 20 lat) i przesył gazociągami do instalacji skraplania 1–1,5 mld USD, skraplanie gazu ziemnego (najdroższe ogniwo) 1,25–1,5 mld USD, transport morski 0,8–0,9 mld USD, regazyfikacja 0,5 mld USD.

PGNiG wyłoniło już konsorcjum, które opracuje *Studium Wykonalności i Zato-*

żeń *Techniczno-Ekonomicznych importu skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski*. W skład tego konsorcjum wchodzi: PwC Polska Sp. z o.o. i PricewaterhouseCoopers LLP, ILF Consulting Engineers Polska i ILF Beratende Ingenieure GmbH (Grupa ILF), Chadbourne&Parke – Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy. Zakres prac obejmuje przygotowanie analizy zapotrzebowania na gaz, pozyskania i handlu LNG, transportu LNG. Studium wykonalności obejmuje także analizy techniczne, finansowe, organizacyjne oraz dotyczące lokalizacji terminala. Dokument ma być gotowy w grudniu br. Na jego podstawie zostanie podjęta decyzja o realizacji projektu. Według przyjętego harmonogramu, rok 2007 zostanie wykorzystany na projektowanie i uzyskiwanie pozwoleń, w latach 2007–2010 terminal będzie budowany, zaś na przełomie 2010 i 2011 r. rozpocznie się jego eksploatacja.

Obecnie najważniejsze jest znalezienie dostawcy LNG. Mimo że jest kilka kierunków potencjalnych dostaw, tj.: Afryka (Algieria, Libia, Nigeria, Egipt), Bliski Wschód (Oman, Katar, Zjednoczone Emiraty Arabskie), Azja (Australia, Brunei, Indonezja, Malezja), Europa (Norwegia), to rzeczywisty wybór jest dość ograniczony. W zasadzie można mówić o Algierii, Egipcie, ewentualnie Libii. Wynika to z kosztów transportu LNG, które przy dużych odległościach odgrywają już istotną rolę w łącznych kosztach dostaw. Ponadto rynek LNG jest w zasadzie jest rynkiem producenta. W ostatnim czasie powstało na świecie bardzo wiele projektów LNG konkurujących ze sobą, dlatego to klienci zabiegają o producentów LNG, a nie odwrotnie.

PGNiG chce powiązać projekt zakupu i transportu gazu z wejściem na pola gazowe w tych krajach, które mogłyby Polsce gaz sprzedawać. Najszybszym rozwiązaniem byłoby rozpoczęcie współpracy z firmami, które gaz już wydobywają. PGNiG ma już za sobą wstępne rozmowy z algierskim Sonatrachem, sonduje możliwości współpracy z Egiptem i Libią. Jak poinformował Bartłomiej Pawlak, wiceprezes PGNiG SA, partnerzy nie są zainteresowani jedynie sprzedażą gazu, ale chcieliby wejść również w transport i dystrybucję. Być może mogliby występować jako mniejszościowy udziałowiec polskiego terminala. Stronie polskiej zależy na udziale w eksploatacji złóż, ponieważ dzięki temu będzie mogła zaoferować niższe ceny gazu. Trzeba pamiętać, że gaz skroplony jest droższy od dostaw sieciowych. Jego wprowadzenie na polski rynek na pewno nie obniży średnich kosztów pozyskania gazu i jest to czynnik, który będzie miał duży wpływ na popyt.

Szczegółowej analizy wymagać też będzie wybór opcji transportowej (czarter, statki własne, spółka żegluga z armatorem, zakupy ex ship i inne), uwzględniającej ograniczenia morskie, techniczne, bezpieczeństwa oraz technologii terminala. Należy pokonać specyficzne dla bałtyckiego akwenu utrudnienia nawigacyjne, brak wymaganych torów wodnych, obrotów oraz możliwości posadowienia pirsu rozładunkowego metanowców. Dużym statkom przepływającym przez Cieśninę Duńską rząd duński wyznaczył trasę żegluga biegnącą od cieśniny Skagerrak,

łączącej Morze Północne z Morzem Bałtyckim, do wejścia na Morze Bałtyckie (na północ od Gedser), z minimalnymi głębokościami 17 m. Pozwalają one na przejście statków o maksymalnym zanurzeniu 15 m, umożliwiającym wpłynięcie metanowców o pojemności 140–150 tys. m³.

Biorąc pod uwagę wymagania dotyczące dostępności odpowiednich dróg wodnych, najbardziej prawdopodobne są dwie lokalizacje: w porcie Swinoujście lub w Porcie Północnym w Gdańsku. Oba posiadają już niezbędną infrastrukturę w postaci przyłączy energetycznych, wodno-kanalizacyjnych, dróg dojazdowych, którą można wykorzystać do uruchomienia terminala. Należałoby je wyposażyć w urządzenia niezbędne do zawijania i rozładunku LNG. Pozostałe lokalizacje na polskim wybrzeżu wymagają dodatkowo budowy nowych, głębokowodnych portów i torów podejściowych, co znacznie zwiększyłoby koszt całego projektu.

Wydobycie krajowe i nowe magazyny

Skuteczną metodą uniezależnienia się od dostaw gazu z importu jest wzrost wydobycia z krajowych złóż. PGNiG podtrzymuje plany zwiększenia wydobycia do ok. 5,5 mld m³ gazu w 2008 r. Na bieżąco trwają poszukiwania nowych złóż i prace nad już odkrytymi. Poszczególne projekty są na różnym etapie zaawansowania. W latach 2006–2008 zaplanowano zagospodarowanie 18 nowych złóż, z których produkcja gazu na koniec tego okresu wyniesie ok. 870 mln m³.

W Karpatach planuje się zagospodarowanie ośmiu nowych złóż: Stobierna

– Terliczka Trzebownisko, Żołynia W, Sarzyna, Jasionka, Cierpisz, Jeżowe, Kupno. W sumie za ok. dwa lata lat powinny dać 430 mln m³ gazu. Na Niżu Polskim do zagospodarowania przewidziano 10 złóż: Kaleje, Kaleje E, Zaniemyśl, Paproć Wielka, Nowy Tomyśl, Wysocko Małe E, Pakosław, Wielichowo, Ruchocice, Elźbieciny. Ich sumaryczna produkcja w 2008 r. wyniesie ok. 440 mln m³. Ponadto w rejonie Grodziska Wielkopolskiego ma powstać odazotownia, co pozwoli na zagospodarowanie złóż gazu o dużej zawartości azotu z rejonu Nowy Tomyśl–Grodzisk i ze złóż LMG (Lubiatów–Międzychód–Grotów).

Priorytetowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju ma też kwestia magazynowania gazu. Ponieważ magazyny muszą spełniać dwa podstawowe warunki: posiadać odpowiednio dużą pojemność oraz idealną szczelność, jedynym rozwiązaniem jest magazynowanie gazu ziemnego w górotworze – w naturalnych pustkach lub w wytworzonych technikami górniczymi komorach magazynowych. Przyjmuje się, że pojemność podziemnych magazynów gazu (PMG) powinna wynosić 20-25% rocznego zużycia. PGNiG dysponuje obecnie 1,6 mld m³ pojemności czynnej w istniejących PMG. W krajowym systemie gazowniczym pracuje sześć magazynów, w tym pięć w szcerpanych złożach gazowych. W ciągu sześciu lat pojemność magazynów zwiększy się do 2,6 mld m³ poprzez zbudowanie dwóch nowych magazynów oraz rozbudowę dwóch istniejących – PMG Wierchowice i KPMG Mogilno. Będzie to kosztować ok. miliard złotych.



Kopalnia gazu ziemnego Zalesie, PGNiG Oddział w Sanoku