

Gaz dla Polski

Zarys historii sektora gazu ziemnego
w ostatnich dwóch dekadach w Polsce

Aleksander Zawisza

T W O R Z Y M Y I D E E D L A P O L S K I



Instytut Sobieskiego
ul. Nowy Świat 27
00-029 Warszawa
tel./fax: 22 826 67 47

sobieski@sobieski.org.pl

[**www.sobieski.org.pl**](http://www.sobieski.org.pl)

Gaz dla Polski.
Zarys historii sektora gazu ziemnego
w ostatnich dwóch dekadach w Polsce

Aleksander Zawisza

Wydanie I, Warszawa 2011
Nakład 1000 egz.

ISBN 978-83-927691-9-4

© Copyright by Instytut Sobieskiego

Opracowanie redakcyjne: Wojciech Klewiec
Korekta: zespół
Projekt: Piotr Perzyna
Okładka: Piotr Perzyna, fot. ALC Marketing & Media Projects
Zdjęcie na str 5 - Kolanin na WikimediaCommons

Gaz dla Polski

Zarys historii sektora gazu ziemnego w ostatnich dwóch dekadach w Polsce

Aleksander Zawisza



*Książkę tę wydawca dedykuje Aleksandrze Natalii-Świąt,
posłance na Sejm RP z Wrocławia w latach 2005-2010,
osobie życzliwej Instytutowi Sobieskiego.*

*Rankiem 10 kwietnia 2010 pani poseł
weszła na pokład samolotu do Smoleńska.*

Spis treści

Synteza	9
Część I. Dwie dekady dywersyfikacji	13
Gazociąg Jamalski i Gas Trading	17
Rurociągi ze Skandynawii	20
Stanowisko Bartimpex	26
Dwie spółki	29
Pieremyczka	32
NIK ocenia Poła	35
Widmo nadmiaru	40
Zyski EuRoPol Gazu	46
Gazociąg Północny i polska odpowiedź: terminal LNG	51
Negocjacje 2009-2010	62
Część II. Rzeczywistość nie dojrzała do prognoz	77
Zawyżone prognozy	79
Liberalizacja rynku gazu	85
Taryfowanie cen	90
Subsydiowanie skróśne	92
Krajowe Zasoby Gazu	96
Gaz niekonwencjonalny	104
Podziemne magazyny gazu	106
Koszty dywersyfikacji i jej braku	114
Litwa i Czechy	122
Część III. Masowanie spółki. O prywatyzacji PGNiG	127
Przygotowania	127
Na giełdę	140
Związkowcy walczą o akcje	141

Synteza

W minionych 20 latach w Polsce nie powstał rynek gazu ziemnego i nie zadbano o dywersyfikację dostaw na odpowiednim poziomie. Nie stworzono też infrastruktury gazowej, która mogłaby prawidłowo obsługiwać rynek i zapewniać ciągłość dostaw gazu. Mimo kolejnych negocjacji, a może w ich wyniku, ani budżet państwa polskiego, ani Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo nie będzie czerpało wymiernych korzyści z położenia naszego kraju, znajdującego się na szlaku ważnych rurociągów. Korzyści porównywalnych do tych, jakie są udziałem państw, obdarzonych podobnie jak my, dobrodziejstwem tranzytowym.

Do końca 2010 roku ani w Ministerstwie Gospodarki, ani w Urzędzie Regulacji Energetyki nie powstała spójna koncepcja liberalizacji rynku i zlikwidowania subsydiowania skrośnego czyli dopłacania do najmniejszych odbiorców. Przez 15 lat państwo polskie nie było w stanie przygotować przepisów, które zachęcałyby do inwestowania w sektorze gazowym. Nie mamy regulacji długofalowych, na podstawie których przedsiębiorcy mogliby podejmować decyzje inwestycyjne. Przykładem choćby sprawa budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego, dla których minimalna stopa zwrotu z zainwestowanego kapitału została zagwarantowana ustawą dopiero w lutym 2007 roku. Wcześniej budowanie magazynów nie opłacało się ani PGNiG, ani nikomu innemu. Wspomniana ustawa wprowadziła minimalną stopę zwrotu z zainwestowanego w budowę magazynów kapitału (6 proc.), jej dokładną wysokość określa prezes URE na podstawie rozporządzenie taryfowego (obecnie stopa zwrotu wynosi około 10,5 proc.). Ciągle brakuje natomiast ustawy o inwestycjach liniowych, która pozwalałaby na szybsze budowanie gazociągów, a także jednoznacznych przepisów wskazujących określone rodzaje inwestycji jako służące celom publicznym. Nie ma odpowiednio precyzyjnych przepisów określających, w jaki sposób mają być wyznaczane taryfy na przesył i dystrybucję, wskutek czego Urząd Regulacji Energetyki ma zbyt wiele władzy i możliwości wnikania w politykę finansową przedsiębiorstw gazowniczych.

W minionym dwudziestoleciu zużycie gazu ziemnego w Polsce wzrosło z 9 mld do 14 mld metrów sześciennych, wydobyte krajowe zwiększyło się z 3,4 mld do 4,2 mld metrów sześciennych rocznie (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), a pojemność podziemnych magazynów gazu ziemnego niemal się potroiła – z 0,6 do 1,6

mld metrów sześciennych. Nie zmieniło się jedno: gaz możemy odbierać w zasadzie tylko od jednego dostawcy. Jedyne inne połączenie, z Republiką Federalną Niemiec w okolicach Lasowa, pozwala sprowadzać 0,9 mld metrów sześciennych paliwa. Ale gaz, jaki płynie do Polski tą drogą, także pochodzi z kierunku wschodniego.

Terminal regazyfikacyjny LNG w Świnoujściu, w którym gaz uprzednio skroplony będzie przechodził ze stanu ciekłego z powrotem w lotny i który będzie dawał Polsce możliwość wyboru dostawcy, zostanie oddany do użytku w czerwcu 2014 roku. To dobra wiadomość, pomimo, że przychodzi późno - niemal dokładnie w ćwierć wieku po pierwszych częściowo wolnych wyborach.

W ciągu najbliższych 15 lat popyt powinien znacznie wzrosnąć na skutek między innymi wprowadzania w życie zapisów pakietu klimatyczno – energetycznego 3 x 20 uzgodnionego w grudniu 2008 roku przez państwa UE (a także dyrektyw ograniczających emisje pyłów, dwutlenku siarki i tlenków azotu (SO₂, NO_x). Pakiet zakłada osiągnięcie do 2020 roku, kosztem zużycia węgla kamiennego, 20-procentowe zmniejszenie emisji CO₂, 20-procentowy wzrost efektywności energetycznej przy wytwarzaniu, przesyłaniu i zużyciu energii oraz 20-procentowy udział odnawialnych źródeł energii – OZE – w wytwarzaniu energii cieplnej jak i elektrycznej.

Rosnący popyt na gaz umożliwi zbudowanie nieistniejącego dziś rynku gazu ziemnego w Polsce. Aby stworzyć rynek, trzeba będzie uchwalić dobre prawo. Brzmi to zaskakująco, ale działa to jako tzw. „paradoks regulacji”: aby zwiększyć liberalizację rynku, należy wzmocnić regulatora i uściślić regulacje prawne.

Dobrego prawa z kolei nie da się uchwalić bez odwagi i kompetencji rządzących. A tej w ciągu ostatnich 20 lat często brakowało.

Aby rynek mógł istnieć i działać, potrzebna jest nadpodaż. Nadpodaż pojemności magazynowych w zbiornikach gazu ziemnego, nadpodaż przepustowości w terminalu (lub terminalach) regazyfikacyjnym LNG, nadpodaż zdolności przesyłowych. Dzięki nadpodaży zacznie powstawać rynek i wzrośnie bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do polskich odbiorców.

Z różnych powodów, także ze względu na szeroko pojętą skłonność do tworzenia przepisów i do regulacji w pewnych dziedzinach, nie tylko w kraju, ale przede wszystkim w Unii Europejskiej, nie jesteśmy w stanie dokładnie przewidzieć, jakie będzie zużycie gazu ziemnego w Polsce za 5, 10 czy 15 lat. Nie wiemy, jak będzie się kształtowało krajowe wydobycie gazu ziemnego, które może wzrosnąć na skutek

rozpoczęcia eksploatacji złóż niekonwencjonalnych (gaz uwięziony jest w litej skale lub w szczelinach w pokładach węgla). Wiemy natomiast, że w przeszłości błędy w prognozach doprowadziły do podejmowania nietrafionych decyzji i zaciągania zbyt wielkich zobowiązań, które przez długie lata rzutowały na stan sektora gazowego. Jeżeli nie chcemy, aby takie doświadczenia powtarzały się w przyszłości, powinniśmy w możliwie największym stopniu planować inwestycje w sposób modułowy. Czyli tak, by daną część infrastruktury (np. magazynowej lub przeładunkowej) dało się rozbudować w zależności od okoliczności na rynku.

W odróżnieniu od kilku sąsiadów, Polska nie posiada Ministerstwa Energetyki, które skupiałoby kompetencje potrzebne do właściwego i elastycznego prowadzenia polityki energetycznej. Obecnie uprawnienia takie ma kilka urzędów, na przykład Ministerstwo Skarbu Państwa, Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Środowiska, Ministerstwo Infrastruktury. Trudność w uporządkowaniu i połączeniu działań wielu organów sprawia, że polityka energetyczna w Polsce nigdy nie była realizowana jako spójna koncepcja, a w ramach tej polityki nie była realizowana część dotycząca gazu ziemnego. Na zmianę tego stanu rzeczy oraz na zmianę postawy ustawodawców się nie zanoszą. Być może potrzebne poczynania wymuszą więc na władzach Polski jeśli nie jej obywatele, to czynniki spoza naszych granic.

Zabiegając o bezpieczeństwo energetyczne Polski liczymy przede wszystkim na siebie. I pamiętajmy o łacińskiej przestrodze *Caveat emptor*. Niech kupujący się strzeże.



Część I

Dwie dekady dywersyfikacji

W dziejach dostaw gazu do Polski nie brak niezwykłych zjawisk, jak choćby dążenie związkowców do prywatyzacji jednego z przedsiębiorstw branży energetycznej. W dziejach dostaw gazu do Polski roi się też od zagadkowych zdarzeń i tajemniczych postaci. Jedną z firm, z którą przedstawiciele naszych władz podpisali umowę na dostarczanie nam „błękitnego paliwa”, miała na przykład – jak donosiła prasa – związki z rosyjską i ukraińską mafią. Ale pominąwszy wątki sensacyjne, odbiorcy gazu w Polsce nie mają zróżnicowanych źródeł dostaw, a co za tym idzie poczucia bezpieczeństwa energetycznego.

Gaz sprowadzamy przede wszystkim ze Wschodu, od 1945 roku z ZSRS, a po upadku Związku - z Federacji Rosyjskiej. Ziemię dawniej Galicji przed I wojną światową były w Europie największym ośrodkiem wydobywania ropy naftowej, z ropą na ogół występuje też gaz ziemny (nazywa go się wtedy „gazem towarzyszącym”). Kiedy w latach 40, granica została przesunięta, staliśmy się importerem gazu ziemnego z naszych dawnych złóż. W minionych trzydziestu latach ilość sprowadzonego z ZSRS gazu wzrosła ponad trzykrotnie: w 1975 roku kupowaliśmy 2,3 mld metrów sześciennych, w 1980 - 4,9 mld, w 1990 - 7,8 mld.

Kiedy rozpadł się Układ Warszawski, Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej i ZSRS, zerwano ze starym porządkiem ekonomicznym wynikającym z istnienia obozu socjalistycznego. Po zniknięciu RWPG przestały obowiązywać na dawnych warunkach między innymi umowy gazowe. Jedną z pilnych potrzeb państw Europy Środkowej stało się ponowne określenie wzajemnych stosunków gospodarczych.

Właśnie między innymi dlatego, we wrześniu 1990 roku Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów rozpatrzył „Raport w sprawie możliwości alternatywnego importu gazu ziemnego do Polski”, opracowany przez Międzyresortowy Zespół Roboczy pod przewodnictwem ministra przemysłu Tadeusza Syryjczyka. KERM przyjął proponowane w tym sprawozdaniu kierunki działań zmierzające do zróżnicowania źródeł i zwiększenia dostaw gazu ziemnego do Polski. Chodziło o zawarcie wieloletnich umów handlowych z b. ZSRS oraz pilne rozpoczęcie rozmów z rządami krajów, które eksportują gaz, na temat zapewnienia niezbędnych dostaw, począwszy od 1993 roku. Międzyresortowy Zespół Roboczy zalecił ponadto, by podjęto rokowania z zainteresowanymi importem gazu ziemnego rządami Czechosłowa-

cji, Węgier i Austrii w sprawie budowy wspólnego układu transportu tego surowca. Istniejące wówczas połączenia gazowe, które przebiegały przez wschodnią granicę Polski, umożliwiały roczny import do 8 mld metrów sześciennych gazu ziemnego.

W czasach RWPG dostawy gazu ze Związku Sowieckiego były następstwem wieloletnich porozumień o inwestycjach surowcowych (umowa o budowie układu przesyłowego z Orenburga i Jamburga do wschodniej granicy Polski) oraz uzgodnień o dostawach barterowych w ramach koordynacji planów pięcioletnich. Polska na przykład w zamian za regularne dostawy zobowiązała się zbudować jedną piątą rurociągu jamburskiego. W budowę gazociągu orenburskiego zainwestowaliśmy natomiast ok. 700 mln dolarów. Kontrakt orenburski opiewał na dostawy 2,6 mld metrów sześciennych gazu rocznie, zaś jamburski - 2,3 mld metrów sześciennych. Umowa orenburska, która miała obowiązywać do 1998 roku, została przedłużona i wygasła w roku 1999. Umowa jamburska upłynęła upłynąć miała w 2006 roku. Oprócz paliwa dostarczanego na mocy umów handlowych przez prawie 10 lat otrzymywaliśmy dostawy barterowe w ramach wymiany „gaz za żywność”.

Po upadku socjalistycznego „wspólnego rynku” zaczęły się jednak kłopoty. Ze względu na częściowo barterowy charakter umowy handlowej, za gaz jamburski płaciliśmy na początku lat 90-tych mniej niż by to nas wyniosło, gdybyśmy się nie włączyli w budowę infrastruktury w ZSRS. Wciąż jednak nie zawarliśmy umowy zapewniającej długoterminowe i niezawodne dostawy gazu z Rosji. Niektórzy mieli nadzieję, że porozumienie takie zostanie zawarte w czasie budowy przebiegającego przez Polskę wielkiego rosyjskiego rurociągu, łączącego złoża na półwyspie Jamał z Europą Zachodnią.

Problemem był fakt, iż dostawy z obu kontraktów nie pokrywały polskich potrzeb importowych już w początkowym okresie III RP. Na skutki nie trzeba było czekać długo. W 1992 roku umowę w sprawie dostaw gazu na ów rok udało się podpisać dopiero 20 lutego, po ostrych mrozach, gwałtownym załamaniu dostaw dla przemysłu i interwencjach na szczeblu rządowym. Początek lat 90. to cykl rokowań dotyczących dostaw gazu dla Polski. Negocjacje te odbywały się właściwie co roku, trzeba było bowiem uzgadniać warunki dostaw (m.in. ceny, terminy płatności) na kolejne 12 miesięcy. Część dostaw (5 – 5,5 mld metrów sześciennych gazu rocznie) była zapewniona w ramach kontraktów jamburskiego i orenburskiego, ale część (1,5 – 2 mld metrów sześciennych) docierała do nas w ramach umów rocznych, opartych na wymianie „gaz za żywność”.

Aby ten stan rzeczy zmienić, 26 maja 1992 roku przedstawiciele Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG) i rosyjskiego koncernu gazowego Gazprom podpisali w Warszawie protokół intencyjny w sprawie opracowania studium wykonalno-

ści przesyłania gazu ziemnego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do państw Europy Zachodniej. Niedługo później, w lipcu, Ministerstwo Przemysłu i Handlu przedstawiło „Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 roku”, w którym postuluje się między innymi:

- zawarcie długoterminowych kontraktów na dostawę gazu z Rosji
- sprowadzanie gazu ziemnego z innych źródeł (Morze Północne)

Dokument przedstawiał następujące koncepcje różnicowania źródeł dostaw gazu importowanego do Polski

Morze Północne - Szelf norweski (wariant I)

Ze złóż na szelfie norweskim gaz byłby dostarczany gazociągiem Europipe do Emden w RFN, a następnie przez sieci przesyłowe spółek Ruhrgas, BEB, VNG Verbundentz Gas A.G. (potentat gazowniczy na terenie dawnej NRD, będzie jeszcze o nim mowa) w Niemczech północnych w kierunku Berlina aż do Frankfurtu nad Odrą.

Morze Północne - Szelf norweski (wariant II)

Ze złóż na szelfie norweskim gaz byłby dostarczany gazociągiem Europipe do Emden, a dalej gazociągami Midal i Stegal, których budowę planowała firma Wintershall, do Niemiec południowych. Do Polski gaz trafiałby przez granicę w okolicach Zgorzelca.

Morze Północne - Szelf brytyjski

Ze złóż na brytyjskim szelfie Morza Północnego gaz byłby transportowany nowo wybudowanym rurociągiem do wybrzeży Danii, dalej przez terytorium Danii i Morze Bałtyckie do Polski (Niechorze). Koncepcję tę, znaną pod nazwą Polpipe, przedstawiły w listopadzie 1991 roku firmy Santa Fe, Conoco, Dong i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Przygotowano studium wykonalności oraz wycenę przedsięwzięcia. Do lipca 1992 roku zrealizowano dwie fazy projektu. Zainteresowanie tym przedsięwzięciem i przystąpieniem do III fazy wyraziły firmy Texaco, British Gas, SPP (Słowacja) i Elf. Twórcy przedsięwzięcia przewidywali dostawy 10 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rurociągiem o długości 1100 km. Koszt budowy szacowano na 2,4 mld dol. Gaz miał trafiać nie tylko do Polski, ale i na Słowację oraz na Węgry.

Algieria (wariant I)

Algierskie przedsiębiorstwo państwowe Sonatrach było zainteresowane dostawami gazu LNG do Polski w formule FOB. Uzyskalibyśmy ponadto dostęp do algierskich złóż gazu ziemnego. W zamian jednak nasz kraj miał m.in. włączyć się w inwestycje algierskie, których celem było zbudowanie nowych zakładów skraplania gazu, rozbudowa układu gazociągów pomiędzy złóżami oraz zagospodarowanie złóż gazu. Koszt tych

prac Algierczycy wycenili na 5 mld dol. Gdyby ta umowa doszła do skutku, należałoby zbudować ponadto trzy statki metanowce (ok. 660 mln dol.) i terminal importu LNG o przepustowości 5 mld metrów sześciennych (ok. 700 mln dol.). Urzeczywistnienie przedsięwzięcia miało zająć około 8 - 9 lat.

Algieria (wariant II)

Był rozpatrywany w grupie państw Heksagonale. Przewidywał dostawy gazu z Algierii mającym powstać rurociągiem TRANSMED 2 o przepustowości 8 mld metrów sześciennych gazu rocznie przez Tunezję, Morze Śródziemne do północnych Włoch a następnie poprzez Austrię i Słowację do Polski. Koszt budowy od granicy algiersko-tunezyjskiej do granicy włosko-austriackiej miał wynosić ponad 4 mld dol.

Algieria (wariant III)

Także rozważany przez państwa Heksagonale. Przewidywał zbudowanie terminalu LNG u wybrzeży Słowenii oraz gazociągu do Austrii, Słowacji, Węgier i Polski.

Za najkorzystniejsze rozwiązanie uznana została budowa Polpipe. Po pierwsze, stwarzała bowiem możliwość rzeczywistego zróżnicowania źródeł gazu importowanego do Polski (ewentualnie także na Słowację, Węgry czy Litwę), zwiększając bezpieczeństwo energetyczne kraju. Ponadto gazociągiem Polpipe mógłby płynąć także gaz z szelfu norweskiego, a tranzyt odbywałby się przez Danię. Kolejny powód: pierwsze dostawy miały być zapewnione już 1997 roku. I wreszcie realizacja inwestycji wprowadziłaby Polskę na europejski rynek gazowy. Dzięki temu pojawiłaby się cenowa alternatywa gazu, której dotąd nie było, ponieważ monopol na dostawy gazu miała Rosja.

W „Raporcie w sprawie dostaw gazu ziemnego” ostatecznie poparcie zyskała jednak budowa rurociągu tranzytowego z Rosji. Przeważały:

1. najniższe koszty pozyskania gazu dla Polski
2. możliwość zakupu dużej ilości gazu na zasadzie kontraktów długoterminowych
3. powiązanie gazociągu tranzytowego z krajowym systemem gazowniczym, co miało znacznie zmniejszać koszty rozbudowy
4. zwiększenie pewności dostaw gazu z Rosji w stosunku do istniejących gazociągów
5. możliwość rozwoju produkcji przemysłu dla potrzeb gazociągu tranzytowego
6. pobieranie opłaty za tranzyt w postaci gazu
7. stworzenie nowych miejsc pracy

Kredyty, udzielone między innymi przez Polskę b. ZSRS w latach 1985-1990 na zagospodarowanie złóż w Jamburgu (płaciliśmy m.in. za gazociąg, mieszkania, stalownię), Rosja miała zwracać dostawami gazu. Dlatego do końca roku 1992 nasze władze sądzi-

ły, że przynajmniej za część gazu nie trzeba będzie płacić. I wtedy właśnie Rosja uznała, że w roku 1993 Polska, podobnie jak Czechosłowacja i Węgry, powinna jednak jeszcze raz wyłożyć pieniądze na rosyjski gaz, którego dostawy już dawno opłaciła inwestując w zagospodarowanie złóż w Jamburgu.

4 stycznia 1993 roku w rurociągach przesyłających paliwo z Białorusi i Ukrainy do Polski ciśnienie gazu spadło o 20 proc. Niewykluczone, że była to gra naszych kontrahentów zmierzająca do uzyskania lepszej pozycji w toczących się negocjacjach dotyczących budowy przez Polskę odcinkach gazociągu jamalskiego. Został ogłoszony 12 stopień zasilania, Polska zużywała w tym czasie ponad 9 mld metrów sześciennych gazu rocznie (przemysł - 4,2 mld metrów sześciennych gazu, ludność - 5,5 mld) i posiadała magazyny na 600 mln metrów sześciennych gazu. Do sieci podłączonych było 6,23 mln odbiorców (5,79 mln w miastach i 440 tysięcy na wsi), w tym 2300 zakładów przemysłowych. 11 proc. odbiorców używało gazu do ogrzewania mieszkań. Nasz system gazowniczy miał ok. 16,4 tys. km sieci przesyłowej, nieco ponad 68 tys. km sieci dystrybucyjnej, 27 tłoczni gazu oraz około 3,4 tys. stacji redukcyjno-pomiarowych I i II stopnia. Pozwalało to na dostarczenie gazu do ponad 2,8 tys. miejscowości, w tym ponad 500 miast.

7 stycznia 1993 rząd ogłosił 10 stopień zasilania. Rozpoczęły się rozmowy z Rosjanami o dodatkowych dostawach gazu na 1993 rok. Po kilku tygodniach udało się uzgodnić warunki dostaw. Część rozliczeń z Rosjanami odbyła się na zasadzie umów barterowych: w 1993 roku w zamian za prawie 2 mld metrów sześciennych gazu polskie firmy wysłały do Rosji żywność. Wartość wymiany oceniono na 180 mln dolarów.

Gazociąg Jamalski i Gas Trading

W podpisanym 22 maja 1992 roku przez prezydentów Polski i Rosji „Traktacie o przyjaznej i dobrosąsiedzkiej współpracy” znalazł się punkt dotyczący budowy gazociągu przez terytorium Polski. Pięć dni później podpisano list intencyjny w sprawie budowy gazociągu z Półwyspu Jamalskiego. W grudniu 1992 roku KERM, na podstawie analiz Międzynarodowego Funduszu Walutowego, sporządził sprawozdanie o dostawach gazu. Przewidywało ono, że w roku 2010 zużycie gazu ziemnego w Polsce będzie wynosiło 27-35 mld metrów sześciennych (przepowiednie te się nie sprawdziły, jak już wspomniano, konsumpcja gazu ziemnego w Polsce wyniosła w 2010 roku 14,4 mld metrów sześciennych).

28 lipca 1993 roku przedstawiciele rządów polskiego i rosyjskiego - po wielomiesięcznych negocjacjach - parafowali umowę o budowie wielkiego rurociągu, którym gaz z syberyjskiego półwyspu Jamał miał popłynąć do Europy Zachodniej. Rurociągiem miało być przesy-

łane 67 mld metrów sześciennych gazu rocznie, z czego Polska miała prawo kupić 14 mld metrów sześciennych, według rosyjskich norm GOST. GOST (GOSudarstwiennyj Standard) to normy państwowe pochodzące jeszcze z czasów ZSRS. Od naszych różnią się tym, że my objętość gazu mierzymy w temp. 15 stopni Celsjusza, a Rosjanie w temp. 20 stopni, co sprawia, że rosyjski metr sześcienny jest „mniejszy” od naszego o około 7 proc.

Rozpoczęcie budowy gazociągu jamalskiego planowano na kwiecień 1994 roku, a gaz miał popłynąć na Zachód już w 1995 roku.

Kiedy podpisywano umowę, nasz kraj zużywał niecałe 10 mld metrów sześciennych gazu, z czego 60 proc. było dostarczanych ze Wschodu. Koszty budowy polskiego odcinka Rosjanie szacowali wówczas na ok. 3 mld dolarów. Pieniądze miały pochodzić z kredytów bankowych, przy czym rząd polski miał zobowiązać się do udzielenia gwarancji na 15 proc. tej sumy. Ustalono, że właścicielem polskiego odcinka rurociągu będzie spółka zawiązana przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz rosyjski Gazprom, w której obie firmy będą miały po połowie udziałów.

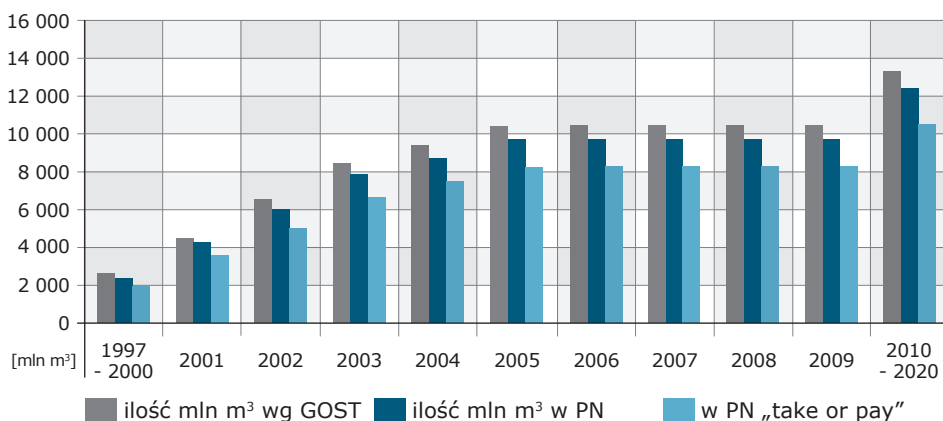
23 września 1993 roku utworzono polsko-rosyjską spółkę akcyjną EuRoPol Gaz, która miała zająć się budową i eksploatacją polskiej części gazociągu. Kapitał akcyjny spółki wynosił 800 mld zł (starych) czyli 40 mln dolarów. Po 48 proc. udziałów (384 tys. akcji) objęły Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Gazprom. 4 proc. (32 tys. akcji) otrzymał Gas Trading - spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, której udziałowcami byli również PGNiG i Gazprom, a także między innymi polski Węglkokoks oraz niemiecki Wintershall. Pierwotny, zapisany w porozumieniu międzyrządowym, podział akcji w spółce mającej budować i eksploatować polski odcinek rurociągu jamalskiego pomiędzy spółkę polską a rosyjską miał wynosić po 50 proc. Jednakże – do dziś nie wyjaśniono, jak i dlaczego do tego doszło - przez kilka miesięcy negocjacji nikt nie zaprzętał sobie głowy jednym z przepisów obowiązującego wówczas Kodeksu Handlowego, który mówił o tym, że aby założyć spółkę akcyjną, trzeba co najmniej trzech akcjonariuszy. Można było uszanować prawo i założyć najpierw polsko-rosyjską spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, a następnie przekształcić ją w spółkę akcyjną. Tak się jednak nie stało. Dlatego właśnie i w takich okolicznościach trzecim akcjonariuszem EuRoPol Gazu została spółka Gas Trading.

Tymczasem zbliżały się polsko-rosyjskie rokowania o warunkach dostaw gazu. Przygotowując się do rozmów PGNiG opracowało sprawozdanie o zapotrzebowaniu na gaz w Polsce. Rozważano dwa warianty. Pierwszy był oszczędnościowy, drugi - optymistyczny (szczegóły w części dotyczącej prognoz).

Prognozy zapotrzebowania na gaz sporządzono zakładając między innymi że:

1. polski mix energetyczny energii pierwotnej będzie zbliżał się do ówczesnego modelu zużycia w państwach stowarzyszonych z UE. W polskim bilansie tzw. paliw pierwotnych gaz ziemny stanowił 8 proc., zaś w Europie Zachodniej średnio 21 proc. Tzw. mix energetyczny to zbiór wszystkich nośników energii wykorzystywanych do wytwarzania wszystkich rodzajów energii (cieplnej, elektrycznej czy służącej do transportu) w gospodarce. Energia pierwotna to suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii. Do nośników, które pozyskuje się bezpośrednio z natury, należą węgiel kamienny energetyczny, węgiel kamienny koksowy, węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny wysokometanowy, gaz ziemny zaazotowany, torf dla celów opałowych, drewno opałowe, paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe, odpady komunalne, inne surowce wykorzystywane do celów energetycznych (np. metanol, etanol), woda, wiatr źródła geotermalne i słońce wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej lub ciepła.
2. nastąpi wzrost popytu na energię elektryczną, który będzie można zaspokoić dzięki spalaniu gazu stosując turbiny gazowe (powszechne na Zachodzie).
3. dojdzie do spadku ceny gazu na świecie, co spowoduje, że stanie się on bardziej konkurencyjny wobec powszechnie używanego w Polsce węgla.
4. pojawią się nowi odbiorcy gazu w przemyśle, m.in. wskutek unowocześnienia przestarzałych ciepłowni zakładowych w bardziej energooszczędne - gazowe.
5. średnioroczny wzrost gospodarczy będzie się utrzymywał na poziomie ponad 5 proc. PKB

19 lutego 1995 roku wicepremier Federacji Rosyjskiej Wiktor Czernomyrdin i minister przemysłu Marek Pol podpisali protokół o budowie gazociągu z półwyspu Jamał do Europy Zachodniej. Porozumienie określało limity dostaw dla Polski (nie licząc 6 mld metrów sześciennych gazu, który już dostawaliśmy z innych kontraktów). Ilość zakontraktowanego gazu przedstawia wykres:



Źródło: prospekt emisyjny PGNiG

Jako ilość w normach polskich (zasada „bierz-lub-płać”, take or pay, nakazująca zapłatę za gaz zamówiony, ale nieodebrany) przedstawiono wielkości, jakie PGNiG musiałby odebrać, aby nie być zmuszonym do płacenia za nieodebrany gaz.

Według zapowiedzi złożonych po podpisaniu dokumentów budowa pierwszego odcinka miała się rozpocząć w kwietniu 1995 roku. W sumie polski odcinek gazociągu miał liczyć ok. 665 km, rurociąg miał przebiegać mniej więcej na trasie: Kondratki - Zambrów - Ciechanów - Włocławek - Inowrocław - Oborniki (k. Poznania) - okolice Frankfurtu nad Odrą.

Koszt budowy polskiego odcinka oceniono na ok. 2,5 - 3 mld dolarów. Mieliśmy złożyć gwarancje finansowe, proporcjonalne do wykorzystania przez nasz kraj gazociągu. Drugie tyle miała wyłożyć Rosja, reszta miała pochodzić z kredytów. Tym samym działanie spółki miało być klasycznym project finance, gdzie przyszłe przychody gwarantowane kontraktami mają pozwolić na spłatę zaciągniętych kredytów.

Obecnie niektórzy komentatorzy i analitycy, a także przedstawiciele strony rosyjskiej twierdzą, że Rosjanie zapłacili za budowę gazociągu przez Polskę. Ta teza nie ma uzasadnienia w rzeczywistej strukturze finansowania inwestycji.

Rurociągi ze Skandynawii

Pierwsze próby rozmów z Norwegami na temat dostaw gazu ziemnego datuje się na drugą połowę roku 1991 (rząd Jana Krzysztofa Bieleckiego), rozmowy te były kontynuowane w roku 1992 i częściowo także 1993. Jednakże im bliżej było do podpisania umowy w Federacją Rosyjską tym zainteresowanie rozmowami o dostawach gazu z alternatywnego norweskiego kierunku słabło. Po podpisaniu w 1993 umowy z Federacją Rosyjską w sprawie budowy rurociągu jamalskiego oraz dostaw gazu, zagadnienie importu paliwa ze Skandynawii przestało być dla ówczesnych polskich władz palące.

Minęło kilku lat. Wiosną 1997 roku norweskie konsorcjum, z udziałem m.in. spółki Statoil, zaczęło ponownie zabiegać o podpisanie kontraktu na sprzedaż gazu do Polski. Skandynawowie byli gotowi sprzedawać 4-5 mld metrów sześciennych gazu przez 15-20 lat. Wskazywali możliwość dostaw przez terytorium RFN, po wybudowaniu rurociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłowy. Do Polski gaz miałby wpływać w Lasowie pod Zgorzelcem. Budowę rurociągu przez Szwecję wtedy jeszcze uznawano za mało realną. Statoil, jak można sądzić, skłaniał się do zastosowania rozwiązania takiego, jakie przyjął dostarczając gaz do Czech. Do odbiorcy

miał trafiać gaz nie norweski, lecz rosyjski, którym Norwegowie wymieniliby się z Rosjanami na terytorium Niemiec i Polski. Chodziło o tzw. swap. Na czym swap polega, widać na przykładzie dostaw gazu z Norwegii do Czech. Norwegowie umówili się z Rosjanami, że to Gazprom dostarczy gaz Czechom, a Skandynawowie wysłać tą samą ilość gazu na przykład do północnych Niemiec czy Francji. Chodziło więc po prostu o wymianę. Na tej samej zasadzie Polska kupowałaby gaz rosyjski, ale gwarantem dostaw i sprzedawcą byłby norweski Statoil.

Najkorzystniejsze dla Polski byłoby jednak wybudowanie gazociągu (koszt ok. 1 mld dolarów), poprowadzonego po dnie Bałtyku. Rozwiązanie takie oznaczało brak dodatkowych opłat za tranzyt oraz bezpośrednie połączenie ze złożami skandynawskimi.

Na początku maja 1999 został podpisany kontrakt na dostawy gazu z Norwegii (tzw. mały kontrakt norweski). Wariant dostaw gazu z Norwegii wyglądał następująco: gaz ziemny ma trafić do Polski pod koniec 2001 roku (ok. 500 mln metrów sześciennych rocznie). Norwegowie dostarczą gaz do Emden na północy Niemiec, później rurociągami niemieckimi paliwo miałyby docierać do Polski. Odbiór następowaliby pod Zgorzelcem i Szczecinem. Aby jednak otworzyć tę drugą drogę, należało zbudować ok. 100 km gazociągu z okolic Berlina do Szczecina, co zajęłoby jak szacowano dwa lata, ale w praktyce trwałoby dłużej.

Mały kontrakt norweski opierał się na tzw. swapie gazu podobnie jak przyjęty wcześniej wariant holenderski. 13 lutego 1997 roku przedstawiciele holenderskiej firmy Nederlandse Gasunie NV i PGNiG podpisali list intencyjny w sprawie dostaw do Polski 2 mld metrów sześciennych gazu w ciągu 15 lat. List ten przewidywał, że Gasunie, spółka, w której po 25 proc. udziałów posiadały koncerny Esso i Shell, 40 proc. państwowy Zarząd Energetyczny Nederland B.V. kierowany przez nieaktywne już gospodarczo kopalnie węgla, a 10 proc. rząd holenderski – obecnie właściciel 100 proc. udziałów – dostarczy, czyli odda niemieckim dystrybutorom tę samą ilość przesyłanego z Rosji gazu, jaka pozostanie w Polsce. Jeśli w dostawach nastąpiłaby przerwa, Holendrzy mieli przesłać z tej puli do Polski odpowiednią ilość swojego gazu. Choć negocjacje się przeciągały, Gasunie zapewniała, że może rozpocząć dostawy już w październiku 1999 roku. Przez pierwsze trzy lata sprowadzilibyśmy gaz z Holandii, który płynąłby rurociągami przez Niemcy do zachodniej granicy Polski. Następne 12 lat kupowalibyśmy gaz rosyjski, który Gasunie zamierzała importować z Rosji gazociągiem jamalskim, biegnącym tranzytem przez Polskę. Kontrakt miał więc zapewniać bezpieczeństwo dostaw (pod warunkiem wybudowania rurociągu z Polski do Niemiec), czyli tzw. osłonę (back-up).

Holendrzy wykluczali jakiegokolwiek odniesienia polityczne. Jedynie prezes PGNiG Stefan Geroń stwierdził, że gaz od Holendrów może być o ok. 20 proc. droższy niż gaz rosyjski z rurociągu jamalskiego. Należy zauważyć, że po pierwsze, gaz nadal będzie rosyjski, choć od Holendrów, więc z ich marzą. Po drugie, nie będzie to żadne zróżnicowanie źródeł dostaw. Po trzecie, jeżeli już mamy płacić więcej za gaz w ramach dywersyfikacji, to lepiej kupić surowiec nierosyjski, pochodzący z nowego źródła i który byłby dostarczany nową trasą.

27 grudnia 1998 roku PGNiG podpisało z Gasunie memorandum o współpracy. Jego najważniejszą częścią był 15-letni kontrakt na sprzedaż gazu ziemnego do Polski. Pierwsza dostawa - 500 mln metrów sześciennych - miała nastąpić jesienią następnego roku przez rurociąg wchodzący do Polski od strony Niemiec w Lasowie. Wysokość dostaw 2 mld metrów sześciennych rocznie miała zostać osiągnięta w latach 2002-2003. Polska i Holandia postanowiły parafować umowę do końca lutego 1999 roku. Kontrakt musiał jeszcze zatwierdzić rząd w Warszawie.

Gdyby obie umowy - norweska i holenderska - miały być realizowane, od 2008 roku Polska otrzymywałaby dodatkowo łącznie 7 mld metrów sześciennych gazu. Było to o 60 proc. więcej niż ilość paliwa zużytego u nas w roku 2000. Niestety, wiadomość o pomyślnym zamykaniu rozmów z Holendrami nie ucieszyła Norwegów, z którymi PGNiG od 1997 roku starało się uzgodnić warunki dostaw gazu. Po parafovaniu polsko-holenderskiej umowy, Skandynawowie postanowili jeszcze nie zawierać ostatecznego porozumienia. Nie chcieli ponosić ryzyka budowy gazociągu (szacunkowy koszt: miliard dolarów) bez pewności, że Polska będzie potrzebować 5 mld metrów sześciennych gazu rocznie. W tych okolicznościach wicepremier Janusz Steinhoff wstrzymał podpisanie umowy z Gasunie.

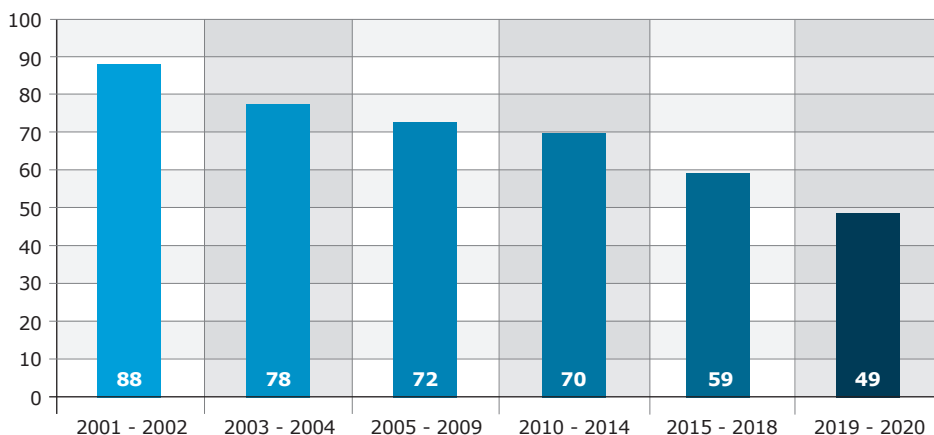
Na przełomie listopada i grudnia 1999 roku Norwegowie zapowiedzieli, że są skłonni wybudować gazociąg przez Bałtyk do polskiego wybrzeża. Inwestycja zależała jednak od spełnienia dwóch warunków. Po pierwsze, gazociąg powinien transportować rocznie ok. 10 mld metrów sześciennych gazu, a po drugie, baryłka ropy, której cena jest podstawą do kalkulacji cen gazu, powinna kosztować przynajmniej 15 dol. Drugi z warunków był już wtedy spełniony. Jednak z prognoz zużycia gazu w Polsce wynikało, że na przykład w 2010 roku, aby zaspokoić potrzeby kraju, oprócz dostaw rosyjskich, wystarczy sprowadzić 3-6,5 mld metrów sześciennych paliwa. Rząd Jerzego Buzka miał nadzieję, że gaz norweski zechcą kupować Czechy i Węgry.

Statoil rozważał dwie drogi, którymi miałyby biec gazociąg do Polski: wokół wybrzeży duńskich albo przez terytorium Danii. Ten ostatni odcinek jest krótszy, ale wymaga udziału w przedsięwzięciu Danii, która początkowo nie była tym zainteresowana.

4 października 2000 roku przedstawiciele PGNiG podpisali w Kopenhadze porozumienie z duńską firmą gazową DONG i norweskim Statoilem w sprawie budowy gazociągu przez Bałtyk do polskiego wybrzeża (tzw. Baltic Pipe). W pierwszym etapie miał on przesyłać gaz ziemny z Danii do Polski, a w przyszłości stać się częścią gazociągu z szelfu norweskiego, którym miało być dostarczane ok. 5 mld metrów sześciennych norweskiego gazu rocznie. Gazociąg bałtycki mógłby zacząć działać od października 2003 roku, a negocjacje w tej sprawie miały się zakończyć w grudniu 2000 roku.

W dniu 25 marca 2001 roku prezesi trzech firm gazowych: duńskiej DONG, norweskiej Statoil i PGNiG podpisali deklarację w sprawie dostaw do Polski gazu z Danii i Norwegii. Wicepremier Janusz Steinhoff stwierdził: „jeszcze w tym półroczu DONG oraz PGNiG mają utworzyć konsorcjum, którego zadaniem będzie budowa gazociągu BalticPipe” (z Danii do Polski). W pracach konsorcjum uczestniczyć miał również Statoil. Dostawy miały się rozpocząć 2003 roku po wybudowaniu ponad 200 km gazociągu z duńskiego Rodvig do Niechorza, oddalonego 35 km na zachód od Kołobrzegu. Koszt inwestycji szacowano na ponad 200 mln euro. W przyszłości rurociąg ten miał posłużyć również do przesyłania gazu norweskiego, gdy stałby się częścią gazociągu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do Polski.

Rząd Jerzego Buzka podjął także działania regulacyjne których celem było wymuszenie dywersyfikacji. W październiku 2000 roku Rada Ministrów zobowiązała koncesjonowanych importerów gazu, by do roku 2020 stopniowo zróżnicowali źródła zakupów poprzez ograniczenie maksymalnego udziału gazu sprowadzanego z jednego kraju pochodzenia. Przepis § 1.1 Rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 roku (Dz.U. nr 95 poz. 1042) wyznaczał limity następująco:



Źródło: Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24.10.2000 r.

Kryterium kraju pochodzenia importowanego gazu jest narzędziem pomocnym do zróżnicowania źródeł dostaw tylko w warunkach rozwiniętej sieci połączeń transgranicznych z systemami państw ościennych. W warunkach polskich należy rozróżniać nie tylko kraj pochodzenia gazu, ale także drogi przesyłu. Gaz z zagranicy jest wprowadzany do polskiego systemu przez Białoruś (w punktach zdawczo-odbiorczych Kondratki i Wysokie Litewskie), przez Ukrainę (w Drozdowiczach) oraz przez Niemcy (koło Zgorzelca). Ok. 90 proc. gazu importowane jest ze wschodu, z czego ok. 2/3 z Rosji od jednego dostawcy – OAO Gazprom/OOO Gazexport. Skupienie importu na jednym kierunku, od jednego dostawcy i jednocześnie z tego samego zintegrowanego, jednolicie zarządzanego wschodniego systemu przesyłowo-tranzytowego, stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw zarówno w długiej, jak i krótkiej perspektywie.

Kolejna umowa w sprawie gazu ze Skandynawii została zawarta 2 lipca 2001 roku w Warszawie. W obecności premierów Danii i Polski, Poula Nyrupa Rasmussena i Jerzego Buzka, przedstawiciele duńskiego państwowego przedsiębiorstwa DONG i polskiego PGNiG podpisali wieloletni kontrakt na dostawy gazu z Danii do Polski. Od końca 2003 roku lub początku roku 2004 z Danii do naszego kraju miało być dostarczane 2-2,5 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Do przesyłania paliwa miał służyć nieistniejący jeszcze gazociąg na dnie Bałtyku, kończący się w Niechorzu.

Nadzieja na dostawy gazu z Północy zaczęła przybierać rzeczywisty kształt 3 września 2001 roku. Tego dnia w Oslo premierzy Polski i Norwegii Jerzy Buzek i Jens Stoltenberg podpisali wspólną deklarację o współpracy w dziedzinie dostaw gazu. Następnie przedstawiciele PGNiG oraz norweskich koncernów Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon a.s., TotalFinaElf Exploration Norge AS, a/s Norskeshell, Mobil Exploration Norway Inc. złożyli podpisy pod długoletnim kontraktem gazowym. Dostawy gazu miały się rozpocząć w 2008 roku i wynosić 2,5 mld metrów sześciennych rocznie, a od 2011 do 2024 roku – 5 mld metrów sześciennych rocznie. Umowa zawierała zapis „bierz-lub-płać” (take or pay) na poziomie +/- 10 proc. (mogliśmy odebrać 4,5 mld a nie 5 mld metrów sześciennych bez konsekwencji finansowych) i w odróżnieniu od kontraktu jamalskiego (był na poziomie +/-15 proc.) nie zakazywała reeksportu gazu.

Zaznaczyć należy, że porozumienie stanowiło, że gdyby Polska chwilowo nie mogła odebrać zakontraktowanego gazu, to Norwegia, która realizowała dostawy także na inne rynki (Niemcy, Belgia, Francja, Wielka Brytania), współdziałając ze stroną polską podejmie kroki mające na celu sprzedaż gazu zamówionego przez PGNiG innym odbiorcom. Na dodatek Norwegowie mieli na własny koszt doprowadzić gazociąg do polskiego wybrzeża (do Niechorza), nie żądając ze strony polskiej gwarancji finansowych (w przeciwieństwie do Rosji, która się ich domagała w czasie budowy rurociągu jamalskiego).

W 2009 roku nabrała rumieńców sprawa budowy podmorskiego gazociągu Skanled z Karsto w Norwegii, którym do Polski będzie mógł płynąć gaz z Norwegii. Przewidywano, że gaz zacznie być przesyłany najpóźniej w 2013 roku. 15 stycznia norweski minister ropy i energetyki Terje Riis-Johansen wyraził zadowolenie z decyzji konsorcjum inwestorów gazociągu o dalszym dążeniu do budowy linii przesyłowej. Konsorcjum, w którego skład jako inwestor i przyszły użytkownik wchodzi również PGNiG (15 proc. udziałów), zdecydowało się na kontynuację przedsięwzięcia, po tym gdy brytyjski koncern energetyczny Ineos poinformował, że będzie nadal inwestował w budowę instalacji petrochemicznych w norweskim Rafnes.

W skład konsorcjum wchodzi m.in. niemiecki E.ON (akcjonariusz Nord Stream, o którym będzie jeszcze mowa), a od stycznia 2009 także firma gazownicza VNG z Niemiec Wschodnich.

Koncepcja budowy 700 kilometrowego gazociągu Skanled przesyłającego norweski gaz do Szwecji i Danii, z której następnie paliwo ma być w przyszłości przesyłane do Polski, jest złożona. Dla zapewnienia ekonomicznej opłacalności tej inwestycji, część gazu trzeba doprowadzić do odbiorcy norweskiego, którym jest przemysł chemiczny w regionie Grenland. Jednak do realizacji tego celu, w Rafnes muszą powstać kosztowne instalacje. Z budowy tych instalacji wycofała się spółka norweska. Ją właśnie zastąpił brytyjski koncern Ineos. Decyzja Brytyjczyków przybliży więc budowę samego gazociągu, czym są zainteresowani obok Norwegów inwestorzy z Polski, Szwecji, Niemiec i Danii. „Wyjaśnienie sytuacji w Rafnes oraz przyłączenie się VNG do projektu redukuje ryzyko (inwestycyjne)” - oświadczył wówczas Thor O. Lohne dyrektor Gassco, norweskiego operatora gazociągów.

13 lutego największym udziałowcem konsorcjum budującym Skanled została norweska państwowa firma Petoro, która na polecenie ministerstwa ropy i energetyki Norwegii odkupiła 30 proc. udziałów od firm prywatnych. Głównym udziałowcem inwestycji, w której udziały ma i PGNiG, stało się więc państwo norweskie. Roszady akcjonariuszy zmniejszyły znaczenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w konsorcjum. Z 15 proc. udziałów polska firma była obok E.ON największym wspólnikiem Skanled. Po zmianach największym udziałowcem stało się państwo norweskie, a grupa wspólników związanych także z Nord Stream miała łącznie ponad 30 proc. akcji.

17 marca do projektu budowy gazociągu przyłączyła się holenderska spółka Gasunie. Dzień później konsorcjum inwestorów znalazło się w bardzo trudnym położeniu. Zamiar wycofania się ogłosiła spółka Yara ASA, jeden z największych światowych koncernów chemicznych.

29 kwietnia konsorcjum Skanled podjęło decyzję o zawieszeniu realizacji projektu budowy gazociągu z Norwegii do Szwecji i Danii. Komisja Europejska ma jednak nadzieję, że budowa zostanie ukończona. Nieprzypadkowo inwestycja znalazła się na liście projektów energetycznych, które UE ma dofinansować w sumie 4 mld euro w ramach „antykryzysowego” pobudzenia gospodarki (na Skanled przypadło 150 mln euro).

Stanowisko Bartimpex

Przeciwko umowom podpisanym z Norwegami protestował Aleksander Gudzowaty, właściciel spółki Bartimpex, która była pośrednim współdziałowcem właściciela polskiej części rurociągu jamalskiego, EuRoPol Gazu. Za pośrednictwem Bartimpeksu lub Gaz Tradingu - firmy należącej w 25 proc. do Bartimpeksu będącej udziałowcem spółki EuroPol Gaz - odbywała się duża część dostaw gazu z Rosji dostarczanego w kontraktach „gaz zażywności” a także od pewnego momentu rozliczanie kontraktu Jamburskiego. Ponadto, właściciel Bartimpeksu chciał, wraz z niemieckim Ruhrgasem, wybudować rurociąg z Bernau do Szczecina.

Aleksander Gudzowaty uważał, że pośrednictwo jego firmy działa na korzyść PGNiG oraz polskich konsumentów. Twierdził też, że jego firma jest buforem między PGNiG i Rosjanami, którzy dzięki temu nie mogą przejąć kontroli nad poważnie zadłużonym PGNiG. Jednak jak twierdzili członkowie zarządu PGNiG, pośrednictwo to było sugerowane właśnie przez stronę rosyjską, a propozycje wyeliminowania pośredników były przez Gazprom odrzucane.

Bartimpex rozliczał się z Rosjanami za pomocą barteru - towary za gaz (podobnie jak przez wiele lat rozliczała się za gaz Ukraina czy Białoruś). Gudzowaty przekonywał, że działa na rzecz polskiej gospodarki i równoważenia bilansu handlowego. O ile na początku lat 90. rzeczywiście były to towary polskie, o tyle później wiele z nich nie pochodziło z Polski. Powstaje też pytanie - dlaczego Rosjanom na takim pośrednictwie zależało, skoro mogli sami kupować towary w innych krajach. Rozliczanie w barterze sprzyja swobodnemu ustalaniu cen przez kontrahentów na towary nie notowane na otwartych rynkach, co komplikuje ich sytuację finansowo-podatkową, ku niezadowoleniu władz skarbowych.

Aleksander Gudzowaty przekonywał, że:

1. rurociąg z Norwegii (2 -3 mld dolarów) jest droższy niż połączenie Bernau – Szczecin (150 mln dolarów)
2. aby odbierać gaz z Norwegii należy rozbudować kosztowny system przesyłowy
3. gazociąg z Niemiec połączy Polskę z ogólnoeuropejskim rynkiem, a nie tylko z „jednym źródłem” w Norwegii
4. gazociąg norweski będzie budowany 5 – 6 lat, a gazociąg z Bernau - 1,5 roku

PGNiG odpierało zarzuty dowodząc, że:

1. koszt gazociągu ma wynieść około miliarda dolarów, ale wydatki będzie przede wszystkim ponosić Norwegia, Polska miałaby się skupić na rozbudowie własnego układu przesyłowego, który na Pomorzu Zachodnim i tak powinien zostać unowocześniony
2. PGNiG będzie posiadało faktyczne drugie źródło dostaw oprócz dostaw gazu rosyjskiego¹
3. po rozpoczęciu dostaw z Norwegii Rosjanie powinni stać się bardziej skłonni do ustępstw w sprawie cen i podczas negocjacji
4. gaz z kontraktu norweskiego, w odróżnieniu od gazu rosyjskiego, będzie mógł być reeksportowany, gdy zajdzie potrzeba

Zwolennicy dostaw gazu z Norwegii, które miały częściowo uniezależnić Polskę od źródeł rosyjskich, mieli ponadto prawo być zaniepokojeni powiązaniem Bartimpeksu i Ruhrgasu z Rosją – w 1998 roku firma niemiecka kupiła kilka procent udziałów w Gazpromie. Dodatkowymi problemami były warunki jakie miało przyjąć PGNiG zarówno jeżeli chodzi o ceny (formuły cenowe) jak i wolumeny dostaw, o czym będzie później.

Oponenti sprowadzania gazu z Norwegii, nie zasypiali gruszek w popiele. 2 marca 2001 roku posłowie Sojuszu Lewicy Demokratycznej Wiesław Kaczmarek, Leszek Miller i Danuta Waniek zwołali konferencję prasową, na której m.in. poinformowali o swoim liście do szefa Najwyższej Izby Kontroli. Twierdzili, że domagali się w nim, by zbadać rządowe decyzje w sprawie dostaw z Norwegii, czyli kontraktu na sprowadzenie 5 mld metrów sześciennych gazu, z czym wiązała się inwestycja rzędu ok. 2 mld dolarów. Lewicowi posłowie przekonywali, że rząd zdecydował się wybrać najdroższy wariant zróżnicowania źródeł zaopatrzenia w paliwo i zakup droższego od rosyjskiego - według SLD o 30 proc. - gazu².

Od początku rozmów PGNiG z holenderską firmą Gasunie, czyli od wczesnej wiosny 1997 roku, jedną z najważniejszych spraw było, oprócz ceny, zapewnienie możliwości odbioru gazu przez Polskę, gdyby pojawiły się komplikacje z odbiorem gazu rosyjskiego. Proponowano różne możliwości budowy gazociągów i dostaw awaryjnych – w okolicach Zgorzelca, z Berlina do Frankfurtu nad Odrą, z Berlina do Szczecina.

W maju 1999 roku Bartimpex zawiązał z Ruhrgasem spółkę, która zamierzała wybudować gazociąg z Niemiec do Polski, stanowiący dodatkowe połączenie, zdaniem założycieli spółki, z systemem zachodnioeuropejskim, a faktycznie z systemem niemieckim. Długość rurociągu, prowadzącego z Bernau pod Berlinem w okolice Szczecina, miała wynieść 120 km, a budowa miała kosztować 120-200 mln dolarów, zależnie od przepustowości. Otwarcie rurociągu przewidziano na 2001 rok.

Kiedy powstawał spółka Bartimpeksu z Ruhrgasem, Polska posiadała tylko jedno połączenia z Zachodem – gazociąg, który dociera do nas w pobliżu Zgorzelca. Miał on niewielką przepustowość ok. 900 mln metrów sześciennych gazu rocznie. Nowym gazociągiem można by dostarczać do 5 mld metrów sześciennych paliwa.

Kilka miesięcy wcześniej PGNiG negocjowało z Ruhrgasem możliwość budowy takiego połączenia. Rozpoczęło się przeciąganie liny: albo będzie gazociąg z Bernau do Szczecina, albo gazociąg ze złóż norweskich (ostatecznie zamiast „albo... albo...” wyszło „ani...ani...”). Jak pamiętamy, na początku maja 1999 roku Polska podpisała z Norwegami (Statoil) porozumienie w sprawie zakupów 500 mln metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie - od 2001 roku - oraz budowy bezpośredniego gazociągu z szelfu norweskiego do Polski. Inwestycja okazałaby się opłacalna tylko wtedy, gdy Polska kupować będzie przynajmniej, jak już wspomniano, 5 mld metrów sześciennych gazu. Gdyby te 5 mld metrów sześciennych miało docierać gazociągiem Berlin - Szczecin, Norwegowie mogliby zniechęcić się do układania gazociągu morskiego. Ale pomysł stworzenia nowej drogi przesyłowej przez Bartimpeks i Ruhrgas mógł też wręcz spowodować skutek przeciwny: skłonić Skandynawów, by złożyli wreszcie jasne deklaracje w tej sprawie.

Na polsko-niemiecką inwestycję gazociągową resort gospodarki patrzył bez przychylności, lecz pole działania miał ograniczone. Kluczową rolę odgrywało tu PGNiG. To PGNiG bowiem podpisuje umowy na dostawy gazu do Polski. Ruhrgas i Bartimpex nie mieli gwarancji, że taka umowa będzie z nimi zawarta. Obydwie firmy mogły wprawdzie wybudować rurociąg nie oglądając się na PGNiG, jak w tym samym mniej więcej czasie próbowała zrobić niemiecka spółka EWE, lecz nie zdecydowały się na taki krok. Prawdopodobnie dlatego, że takie rozwiązanie zajęłoby więcej czasu i pochłonęło więcej wydatków.

Mimo tych trudności 13 września 1999 roku delegaci firm Ruhrgas i Bartimpex podpisali w Szczecinie umowę na budowę gazociągu, który miał połączyć Polskę z Niemcami. Koszt przedsięwzięcia szacowany był na 200 mln marek niemieckich (około 100 mln ECU). Według planów generalnym wykonawcą przedsięwzięcia miała być Inwestycyjna Spółka Energetyczna IRB Sp. z o.o, której w skład wchodził Bartimpex SA oraz niemiecki Ruhrgas AG. W prace po niemieckiej stronie miała się włączyć wspomniana już firma VNG Verbundentz Gas A.G., kontrolowana wówczas przez Ruhrgas, a w Polsce – Szczeciński Zakład Gazowniczy. Długość gazociągu miała wynosić około 195 km, z czego 115 km po stronie niemieckiej i 80 km po stronie polskiej. Przewidywano, że rurociąg będzie się rozgałęziać na dwie części: „nitka północna” miała dotrzeć do Polic, przede wszystkim do znajdujących się tam zakładów chemicznych zużywających rocznie około 600 mln metrów sześciennych gazu, a „nitka południowa” do Gryfina i Dolnej

Odry, gdzie znajdowała się elektrownia węglowa, która w przyszłości mogłaby być zasilana gazem ziemnym. Zakończenie budowy „nitki północnej” planowane było na październik 2001, „nitki południowej” – rok później. Przedstawiciele inwestora twierdzili: - Naszym zamiarem jest zróżnicowanie źródeł zaopatrywania kraju w gaz.

Bartimpexowi nie udało się osiągnąć celu – wybudować rurociągu z Bernau do Szczecina – do wyborów parlamentarnych w 2001 roku. Aleksander Gudzwaty był wówczas nieformalnym doradcą ds. gazowych SLD, co częściowo potwierdzał w latach późniejszych lider Sojuszu Leszek Miller. Wybory parlamentarne i związane z nimi zmiany na szczytach władzy rodziły nadzieję na realizację inwestycji rurociągowej³. Po wyborach Bartimpex chciał nie tylko przedłużyć kończący się kontrakt z PGNiG na dostawy gazu rosyjskiego (1,5 mld metrów sześciennych), ale także zacząć na własną rękę sprowadzać gaz do Polski i handlować nim z dużymi odbiorcami. Głównym przedsięwzięciem firmy pana Gudzwatego była jednak nadal budowa rurociągu z Berlina do Szczecina.

Zgodnie z ustaleniami z traktatu akcesyjnego i z przepisami prawa UE, dopiero od końca 2004 roku PGNiG miało być zobowiązane otworzyć sieć krajowych gazociągów dla innych dostawców. Wcześniej PGNiG nie musiało dopuszczać kogokolwiek do swoich gazociągów. Jeżeli ktoś chciał przesyłać gaz rurociągami PGNiG musiało najpierw uzyskać zgodę PGNiG (spółka ta była monopolistą). IRB mogła wybudować gazociąg, ale nie mogłaby (bez zgody PGNiG) sprzedawać gazu poprzez system gazowy należący do PGNiG. Gudzwaty i Niemcy chcieli zawrzeć pierwszą umowę z PGNiG na 2,5 mld metrów sześciennych czyli na 50 proc. przepustowości gazociągu. Mimo że ceny gazu z Bernau były wyższe niż w Polsce z kontraktu jamalskiego, zarząd PGNiG chciał, by rurociągu do Bernau (Berlina) powstał po 2006 roku, kiedy miały rozpocząć się dostawy gazu z Morza Północnego.

Dwie spółki

W kwietniu 2003 roku wiceminister gospodarki Marek Kossowski stwierdził, że w Polsce jest miejsce na dostawy 2 – 4 mld metrów sześciennych gazu rocznie z kierunków zachodnich. W odniesieniu do gazociągu Bernau – Szczecin wiceminister uznał zaś, że gdyby tą linią przesyłową było tłoczone 1,5 – 2 mld metrów sześciennych gazu rocznie, to, jak wynika z analiz, byłoby to przedsięwzięcie ekonomicznie uzasadnione⁴.

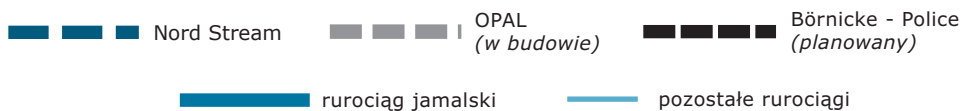
Nie minęło pół roku i 23 września Marek Kossowski, już jako prezes PGNiG, i Klaus-Ewald Holst, w imieniu VNG, gazowego koncernu z byłej NRD, podpisali porozumienie o współpracy obu firm. Umowa przewidywała utworzenie dwóch spółek – do handlu gazem i do budowy gazociągu. Budowa gazociągu, który miał być oddany do użytku w drugiej połowie 2006 roku, oznaczała koniec marzeń o drodze przesyłowej Bernau – Szczecin.

W 2006 roku budowa gazociągu Börnicke – Police, jaki miał powstać za sprawą PGNiG i VNG, została zatrzymana. Rząd uzasadnił to tak, że jeżeli ten gazociąg miałby zostać otwarty, to nie powstałoby połączenie z Danią i Norwegią oraz terminal LNG, gdyż „rynek nie jest z gumy i nie będzie możliwe uplasowanie w ciągu kilku lat gazu z rurociągu polsko-niemieckiego, terminala LNG i gazociągu skandynawskiego”.



W drugiej połowie 2008 roku zostały wznowione prace przy budowie gazociągu z Niemiec do Szczecina. Na przełomie stycznia i lutego zebrało się walne i rada nadzorcza spółki Inter Trans Gaz należącej do PGNiG i VNG, by podjąć decyzję o rozpoczęciu prac nad jego realizacją po stronie niemieckiej. - Aby gazociąg mógł działać już w 2011 roku, decyzje o harmonogramie prac i o dokładnej trasie gazociągu muszą zapaść najpóźniej w I kwartale 2009 roku. Proces zdobywania pozwolenia na budowę gazociągu po stronie niemieckiej może potrwać jednak nawet dwa lata. Dlatego też rurociąg będzie mógł rozpocząć pracę najwcześniej w trzecim-czwartym kwartale 2011 roku – mówił w 2008 r. wiceprezes PGNiG Radosław Dudziński, wiceprezes

PGNiG. Zgodnie z planem gazociąg miał mógł tłoczyć od 1,5 do 3 mld metrów sześciennych surowca rocznie w obu kierunkach. Obecnie wiadomo, że planowany gazociąg będzie miał przepustowość 3 mld metrów sześciennych gazu i będzie przynajmniej w pierwszych latach gazociągiem jednostronnym (gaz będzie mógł płynąć tylko z Niemiec do Polski).



Pieremyczka

W grudniu 1999 roku prezes Gazpromu Rem Wiachirew napisał list do prezydenta Aleksandra Kwaśniewskiego, w którym zaproponował Polsce budowę gazociągu, tzw. łącznika międzysystemowego, przechodzącego przez wschodnie tereny naszego kraju i łączącego układ gazociągów na Białorusi z siecią gazociągów tranzytowych na Słowacji.

Potocznie przedsięwzięcie nazywano „pieremyczką” (ros. przewiązka). Rurociąg miał prowadzić z miejscowości Kobryń na Białorusi, z miejsca, z którego wychodzi wybudowany w połowie lat 80. gazociąg Kobryń – Brześć – Warszawa, który przecina granicę polsko-białoruską w Wysokim Litewskim, następnie miał biec wzdłuż polskiej granicy wschodniej przez Lublin i Bieszczady do słowackich Kapuszan Wielkich, gdzie miał włączać się do istniejącego układu przesyłowego.

W II kwartale 2000 roku Rosjanie zaczęli przedstawiać większą liczbę danych dotyczących tego pomysłu, któremu władze polskie początkowo stanowczo się sprzeciwiły. Po wizycie prezydenta Kwaśniewskiego i wicepremiera Steinhoffa w Rosji w lipcu 2000 roku stanowisko naszego kraju uległo jednak częściowej zmianie. PGNiG dostało pozwolenie na negocjacje z Rosjanami w sprawie budowy gazociągu.

Pieremyczka miałyby omijać Ukrainę i przechodzić przez Białoruś i południową Polskę na Słowację. Gazprom chciał przy okazji przejąć prywatyzowanego w tym czasie słowackiego monopolistę gazowego Slovenski Plinarenky Priemysel (SPP) posiadającego między innymi w swoim władaniu prowadzące przez Słowację gazociągi tranzytowe gazu rosyjskiego.

Pieremyczka miała powstać zamiast drugiej nitki rurociągu jamalskiego. Jej budowę strona rosyjska uzasadniała tym, że Ukraińcy nie płacą im za dostarczany gaz, a w dodatku samowolnie „wybierają” (kradną) gaz z rurociągów tranzytowych. Według Gazpromu, Ukraina na początku roku była winna rosyjskiej firmie ponad miliard rubli czyli ok. 35 mln dolarów.

Rosjanie mówili o przepustowości 30-50 mld metrów sześciennych rocznie, podczas gdy w 2000 roku pierwszą nitką gazociągu jamalskiego przepłynęło zaledwie 15 mld metrów sześciennych paliwa.

Zgoda na drugą nitkę gazociągu omijającą Ukrainę była podobno przyczyną dymisji wiceministra gospodarki Jana Szłazaka. Wedle nieoficjalnych informacji, Szłazak wysłał list do prezesa Gazpromu Rema Wiachiriewa, w którym bez wiedzy ministra gospodarki Janusza Steinhoffa przystał na rosyjskie przedsięwzięcie.

Polska zaproponowała wariant przebiegu rurociągu nie przez Lublin i Rzeszów, lecz przez Warszawę, w pobliżu Włocławka, i Kędzierzyna. Gazociąg opuszczałby nasz kraj mniej więcej na styku granicy z Czechami i Słowacją. Propozycja ta została przez Rosjan odrzucona.

„Nie dopuścimy, by przez Polskę przebiegał gazowy by-pass omijający Ukrainę” - mówił w pierwszej połowie 2000 roku wicepremier Janusz Steinhoff. - „Oczywiście, jesteśmy zainteresowani tranzytem gazu, ale chcemy przy tym uwzględnić interesy Ukrainy. Jeśli jednak nowym gazociągiem płynąłby dodatkowy gaz i nie uszczuplał tranzytu przez Ukrainę, to sądzę, że po konsultacjach z Ukrainą byłby do zaakceptowania przez Polskę” - dodawał Steinhoff.



- rurociąg jamalski
- zakładany przebieg drugiej nitki rurociągu jamalskiego
- propozycja rosyjska - łącznik międzysystemowy
- propozycja polska - druga nitka rurociągu jamalskiego

Gazprom jako alternatywę pieremyczkę przedstawił budowę gazociągu po dnie Morza Bałtyckiego. Miałaby ona zostać realizowana przez zawiązaną w 1997 roku spółkę Gazpromu i fińskiej firmy Fortum, w większości należącej do państwa. Gazprom rozważał co najmniej dwa warianty: rura biegłaby po dnie Morza Bałtyckiego do wybrzeża Niemiec, z możliwymi odgałęzieniami do Finlandii i Szwecji, albo częściowo przez terytorium Finlandii oraz Szwecji i dalej przez Bałtyk. W tym czasie większość z analityków rynku gazowego odrzucała możliwość budowy takiego gazociągu jako nierealną i nieopłacalną.

Pod koniec sierpnia 2000 roku Gazprom, wspólnie z czterema zachodnimi firmami – były to Gaz de France, niemieckie Ruhrgas i Wintershall (należący w 100 proc. do koncernu BASF) oraz włoski Snam Rete Gas, spółką zależną koncernu ENI – utworzył grupę studyjną, która zajęła się pomysłem budowy gazociągu przez Białoruś, Polskę, Słowację i dalej na zachód i południe Europy. Nowy gazociąg przez Białoruś, Polskę i Słowację, którym płynęłyby głównie dostawy do Holandii i Włoch, miałby przepustowość 25-30 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Koszty budowy oceniano na miliard dolarów, a inwestycja mogłaby powstać do 2005 roku. Przedstawiciel Gaz de France podkreślał, że trasa północna przez Polskę byłaby krótsza przy eksporcie gazu z Syberii. Tranzyt przez Ukrainę jest natomiast uzasadniony, gdy gaz sprowadza się z Morza Kaspijskiego i z Uralu.

18 października 2000 roku podpisano w Moskwie porozumienie o powołaniu konsorcjum, które miało zbudować gazociąg z Rosji do Europy Zachodniej z pominięciem Ukrainy. Partnerami rosyjskiego monopolisty gazowego był Ruhrgas, Wintershall, Gaz de France oraz Snam. Sam gazociąg miałby liczyć ok. 600 km długości i osiągać przepustowość do 60 mld metrów sześciennych gazu rocznie.

Pod koniec kwietnia 2001 roku Gazprom, wspólnie z firmami Ruhrgas i Wintershall oraz Fortum, zaczął przygotowywać założenia techniczno-finansowe budowy na dnie Bałtyku gazociągu, który połączyłby Rosję z Europą Zachodnią. W tym czasie szef Gazpromu Rem Iwanowicz Wiachiriew stwierdził, że drogą podwodną ma być przesyłane od 20 do 30 mld metrów sześciennych gazu rocznie, a realizacja inwestycji ma kosztować 2,5-3 mld dolarów. Inwestycja ta była przez Rosjan traktowana jako alternatywa wobec budowy rurociągu biegnącego z Białorusi przez Polskę na Słowację⁵. Przedstawiciele Gazpromu często wskazywali, że jeśli Polska będzie zwlekać z wydaniem zgody na przebieg gazociągu, Rosjanie poprowadzą go po dnie Bałtyku⁶. Wcześniej mieli tylko jednego współnika, Fortum z Finlandii, ale w kwietniu 2001 roku dołączyły jeszcze dwie niemieckie firmy. Niespodzianką było, że był wśród nich Ruhrgas, który należy także do konsorcjum firm przygotowujących się do budowy rurociągu przez Białoruś, Polskę i Słowację.

NIK ocenia Pola

19 lutego 1995 roku wicepremier Federacji Rosyjskiej Wiktor Czernomyrdin i minister przemysłu Marek Pol podpisali protokół o budowie gazociągu z półwyspu Jamał na północy Rosji do Europy Zachodniej. Porozumienie określało limity dostaw dla Polski (nie licząc 6 mld metrów sześciennych gazu, który już dostawialiśmy z innych kontraktów).

Kolejne ważne polsko-rosyjskie porozumienie handlowe w sprawie gazu zostało podpisane 25 września 1996 roku. Była to umowa pomiędzy Gazpromem a PGNiG na długoletnie dostawy „błękitnego paliwa” do Polski. Zawierała m.in. klauzule o zakazie reeksportu gazu (PGNiG nie może odsprzedać kupionego gazu za granicę) i opierała się na zasadzie „bierz-lub-płać” (take or pay) nakazującej zapłatę za zakontraktowany, ale nie odebrany gaz. Chodziło o to, że jeżeli PGNiG odbierze mniej niż 85 proc. zamówionego gazu, będzie musiało zapłacić za 85 proc. zamówionego paliwa, zaś pozostałych 15 proc. będzie mogło odebrać w ciągu następnych 10 lat.

Gazociąg jamalski podzielił polską opinię publiczną. Zwolennicy kontraktu jamalskiego przekonywali, że⁷:

1. według prognoz, w 2010 roku będziemy potrzebować od 22-27 mld do 27-35 mld metrów sześciennych gazu. Krajowe złoża zapewnią wydobycie na poziomie 4-5 mld metrów sześciennych rocznie. Jeśli te przewidywania miałyby się sprawdzić - i jeśli nawet uwzględnić dostawy jamalskie - w 2010 roku gazu może zabraknąć.
2. Polska będzie czerpała znaczne zyski z opłat tranzytowych
3. dzięki przejściu gazociągu przez terytorium Polski utwierdzi się nasze bezpieczeństwo energetyczne
4. dzięki umowie jamalskiej Polska będzie miała stałe dostawy gazu (w 1998 roku wygasła umowa orenburska)
5. jeżeli okazałoby się, że w jakimś roku gazu będzie za dużo, to nadwyżkę da się przechować w podziemnych magazynach gazu, które zostaną wybudowane (w 2010 roku rząd planował, że w Polsce powstaną magazyny o objętości od 4,5 do 5,5 mld metrów sześciennych) lub odbierze się ją w latach następnych.

Argumenty przeciwników kontraktu jamalskiego były następujące:

1. może wystąpić sytuacja w której będziemy musieli płacić za gaz, którego nie zdołamy zużyć. Nic takiego się nie zdarzyło, ale teoretycznie istniała taka możliwość. Zażegnał ją ponoć wicepremier Marek Pol, o którym będzie jeszcze mowa.
2. umowa całkowicie uzależniła nas od dostaw gazu rosyjskiego
3. w najbliższych 10 – 15 latach nie dokona się żadna rewolucja w elektroenergetyce, nie powstaną elektrownie gazowe, co oznacza, że prognozy, na jakich opierano się zawierając kontrakt, są chybione
4. nie policzono kosztów przestawienia przynajmniej części elektroenergetyki z węgla kamiennego na gaz ziemny (szacunkowe dane inwestycyjne w 1995 roku to ok. 10 mld dolarów)
5. gaz musi zacząć drożeć (przywoływano między innymi prognozy Ministerstwa Przemysłu), ponieważ ówczesne ceny gazu nie zawierały kosztów jego dystrybucji i magazynowania. Samo Ministerstwo Przemysłu przyznawało w połowie lat 90., że cena gazu dla najmniejszych odbiorców powinna wzrosnąć o co najmniej 40 proc. Gaz zatem nie będzie szybko stawał się paliwem popularnym.

Spory dotyczące gazociągu nie wstrzymały jego budowy. 23 września 1999 roku w Chełstach niedaleko Ostrołęki wykonano tzw. złoty spaw, który zakończył budowę pierwszej nitki gazociągu jamalskiego. Gazociąg został oddany do użytku z dwuletnim opóźnieniem. Zapowiedziano, że początkowo rurociągiem będzie tłoczono 10-12 mld m³ gazu rocznie, a po oddaniu do użytku kolejnych tłoczni - 35 mld m³.

W lipcu 2004 roku Najwyższa Izba Kontroli przedstawiła dokument „Informacja o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny”, obejmujący lata 1998 – 2003. W sprawie negocjacji prowadzonych przez wicepremiera Pola autorzy sprawozdania napisali m.in.:

„Na wszystkich etapach rządowych negocjacji polsko-rosyjskich miały miejsce naruszenia ustawy z dnia 14 kwietnia 2000 r. o umowach międzynarodowych. Rząd podjął negocjacje ze stroną rosyjską wobec braku możliwości wypracowania odpowiedniego porozumienia przez strony umowy handlowej na sprzedaż rosyjskiego gazu, tj. PGNiG SA i OAO Gazprom. Działania organów administracji rządowej - w sprawie renegeacji warunków realizacji podpisanego w dniu 25 sierpnia 1993 roku porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej

Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP prowadzone były bez instrukcji negocjacyjnej, w sposób nieuporządkowany”.

Polscy negocjatorzy nie otrzymali wskazówek w sprawie dopuszczalnych ram uzgodnień z Rosją, a odtworzenie rzeczywistego przebiegu ich prac jest niemożliwe, ponieważ nie ma potrzebnej dokumentacji.

Porozumienia, jakie zostało zawarte z Rosjanami, nie poddano obowiązkowej ocenie, przed zatwierdzeniem go przez rząd. Naruszenia przepisów prawa oraz niewłaściwe przygotowanie polskiej delegacji do negocjacji znacząco ograniczyły – zdaniem NIK – możliwość osiągnięcia najlepszych wyników w sprawie importu gazu z Rosji. „Podpisany 12 lutego 2003 r. Protokół dodatkowy do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP z 25 sierpnia 1993 r. zawiera rozwiązania niekorzystne dla interesów gospodarczych Polski” – utrzymywał NIK.

Na takiej ocenie zaważyły przede wszystkim:

- Pominięcie w rozmowach z Rosją, prowadzonych pod przewodnictwem wicepremiera i ministra infrastruktury Marka Pola, istotnych dla bezpieczeństwa energetycznego Polski kwestii. Chodziło w kontrakcie jamalskim o większą elastyczność w podejściu do zasady „bierz-lub-płać” (take or pay) oraz do poziomu cen gazu kupowanego w ramach tego kontraktu.
- Objęcie wszystkich znajdujących się na granicy wschodniej punktów zdawczo-odbiorczych dostawami w ramach kontraktu jamalskiego. Wcześniej mógł on być dostarczany przez jeden punkt – w Kondratkach. Do czasu budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego (jeszcze nie rozpoczętej i, jak wynika z publikowanych zapowiedzi Rosji wątpliwej), Polska była zobowiązana faktycznie do przyjmowania 3 mld metrów sześciennych gazu – a pozostałe punkty były wykorzystywane zależnie od potrzeb Polski, na podstawie umów krótkoterminowych. W istocie więc zasada „bierz-lub-płać” była ograniczona do 3 mld m, a Polska nie musiała płacić za gaz, którego nie otrzymała. Obecnie, Polska została faktycznie zobowiązana do przyjmowania całej ilości gazu zapisanej w kontrakcie jamalskim. W rezultacie, mimo nominalnego zmniejszenia wielkości zakontraktowanych, nie było realnej możliwości zróżnicowania kierunków importu tego surowca na okres realizacji kontraktu jamalskiego (tj. do 2022 roku).

- Wyzbycie się przez nasz kraj narzędzi umożliwiających wyegzekwowanie od Rosjan budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego. Dla Polski oznaczało to utratę opłat tranzytowych, ponieważ większa część gazu miała być kierowana do krajów Europy Zachodniej, dla strony rosyjskiej zaś oznacza to pełną swobodę w podejmowaniu dalszych decyzji inwestycyjnych, ponieważ Polska, jak pamiętamy, i tak zobowiązała się przyjmować cały zakontraktowany gaz jamalski innymi rurociągami.
- Ustalenie stawki za świadczone poprzez gazociąg jamalski usługi przesyłowe poniżej średniego poziomu cen obowiązujących w Europie, na poziomie zagrażającym możliwościom sfinansowania przez EuRoPol Gaz SA budowy polskiej części drugiej nitki gazociągu jamalskiego – gdyby budowa ta jednak ruszyła w Rosji i na Białorusi”.

NIK krytycznie oceniła ponadto brak zainteresowania ministra gospodarki, który odpowiadał za przedstawienie rządowi projektów dokumentów strategicznych „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” oraz „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” zawartością tych materiałów, co spowodowało, że główną rolę przy ich tworzeniu odegrały prywatne podmioty z branży energetycznej.

Zmniejszyło to wiarygodność obydwu dokumentów strategicznych jako najważniejszych rządowych programów polityki energetycznej państwa.

Do zawartości opracowań NIK odniósł się zresztą surowo. Stwierdził, że założenia polityki energetycznej, nie określające nawet źródeł finansowania wymienionych w nich zadań, stanowią ogólnikową deklarację, a nie realny program działań. Na dodatek „Ocena realizacji i korekta założeń...” nie podawała wielu podstawowych informacji, na przykład o przyczynach niewykonania wyznaczonych zadań.

Podpisane przez niego umowy gazowe oraz krytyka ze strony NIK sprawiły, że rzekomy triumf wicepremiera Pola i oszczędności, które szacował na 5 mld dolarów, okazały się klęską. Na dodatek przyczyniły się po 3 latach do zwiększenia ceny gazu o 10 proc. Zawierając aneks Marek Pol naraził Polskę i PGNiG na ryzyko okresowych renegotjacji umowy z Gazpromem lub podmiotami przezeń kontrolowanymi. Prędzej czy później musiało wyjść na jaw, że rzekomy sukces negocjacyjny wicepremiera w rządzie SLD-PSL to w istocie porażka. Gazprom wykorzystał swoją przewagę.

W styczniu 2002 roku w Moskwie odbyły się rozmowy międzyrządowe, w których udział wzięli m.in. wiceministrowie gospodarki Marek Kossowski oraz skarbu Ireneusz Sitarski. Polska zaproponowała, że zapewni do 170 mln dolarów na ukończenie pierwszej nitki gazociągu jamalskiego. Według Kossowskiego, postanowiono ukończyć budowę pierwszej nitki gazociągu jamalskiego. W 2002 r. można nią było przesyłać 18-19 mld m sześć. gazu rocznie (ze względu na ilość tłoczni). Planowano ok. 33 mld, ale by to było możliwe, trzeba wybudować jeszcze trzy tłocznie gazu (istnieją dwie).

Wcześniej Polska uważała, że dodatkowe finansowanie jest nieuzasadnione, ponieważ z pierwszej nitki gazociągu możemy pobierać nie więcej niż 3 mld metrów sześciennych gazu rocznie, czyli 10 procent jego możliwości przesyłowych. Na budowę gazociągu wyłożyliśmy już ponad 150 mln dolarów. To około 10 procent wartości inwestycji.

Zdaniem Kossowskiego wiążący był jednak zapis w umowie międzyrządowej z lutego 1995 r., podpisanej przez wicepremiera Marka Pola. Zobowiązuje on Polskę do zagwarantowania 300-350 mln dol. na budowę pierwszej nitki. Umowa międzyrządowa z 1995 r. przewidywała też, że do końca 2001 r. za 1 mld dol. powstanie druga nitka gazociągu jamalskiego, zdolna do przesyłu dalszych 30 mld metrów sześciennych gazu.

Jednak jej budowa, z której Polska miała odbierać do 10 mld metrów sześciennych gazu rocznie, nie została rozpoczęta. Obie strony potwierdziły zainteresowanie budową.

Realizacja tej inwestycji będzie nadal omawiana i została uzależniona od oceny sytuacji na rynkach gazowych Polski i Europy - stwierdził po powrocie z Moskwy wiceminister Kossowski.

Czy był to zbieg okoliczności czy skutek innych przyczyn, nie wiadomo, w każdym razie wiele wskazuje, że z moskiewskich rozmów przedstawiciele władz w Warszawie nie wyniknęło nic dobrego dla dostaw gazu z Norwegii. Rząd Leszka Millera usunął z założeń polityki energetycznej państwa zapis, który zapewniał Polsce gaz bezpośrednio ze źródeł alternatywnych wobec Rosji – ujawnił 25 lutego 2002 roku minister gospodarki Jacek Piechota.

W tych okolicznościach stało się jasne, że kontrakt norweski i duński nie będą realizowane. Skreślony przez SLD zapis wprowadził rząd Jerzego Buzka podczas przyjmowania „Założeń polityki energetycznej państwa do 2020 roku”.

Widmo nadmiaru

Rząd jednak nadal twierdził, że kierunek skandynawski nie został na odcinku dostaw gazu do Polski zamknięty. „Obecny rząd nie różni się od naszych poprzedników. Uważamy, że trzeba dywersyfikować źródła pozyskiwania gazu. Polska nie może otrzymywać gazu tylko z jednego, rosyjskiego źródła. Dlatego oferta Statoilu jest interesująca” - mówił premier Leszek Miller na początku czerwca 2002 roku w Norwegii na spotkaniu z tamtejszymi przemysłowcami. Szef rządu w Warszawie zastrzegł jednak, że Polska ma kłopot z nadmiarem zakontraktowanego gazu. Według Millera, z powodu umowy podpisanej z Gazpromem w 1996 roku za czasów poprzedniego rządu SLD-PSL, Polska zakontraktowała o 41 mld metrów sześciennych gazu za dużo.

Umowa z Norwegią z kolei, z września 2001 roku przewiduje zaś zakup przez 16 lat 74 mld metrów sześciennych tego surowca. - Oznacza to, że w ciągu 20 lat nadwyżka wyniesie łącznie 100 mld metrów sześciennych gazu - stwierdził Leszek Miller. Przypomniał, że Polska próbuje renegecjować z Rosjanami, ale rozmowy te określił jako „trudne”.

Na jakich podstawach premier Miller opierał twierdzenia o tak dużym nadmiarze gazu? Nie wiadomo. Prognoza przyjęta przez rząd w kwietniu 2002 roku określała jedynie zużycie gazu do 2005 roku. Na ten rok nie planowano zaś odbioru większej ilości gazu z Norwegii. Z prognoz możliwości sprzedaży gazu w Polsce, którymi posługiwał się wówczas Ruhrgas, wcale nie wynikało, by groził nam nadmiar „błękitnego paliwa”.

Poniżej zaprezentowano symulację nadwyżek, jakie mogłyby wystąpić:

1. rynek gazu rozwija się w średnim tempie z ostatnich 10 lat (w stosunku do 2002 roku) czyli w tempie 300 mln metrów sześciennych gazu rocznie, tym samym zakłada się, że:

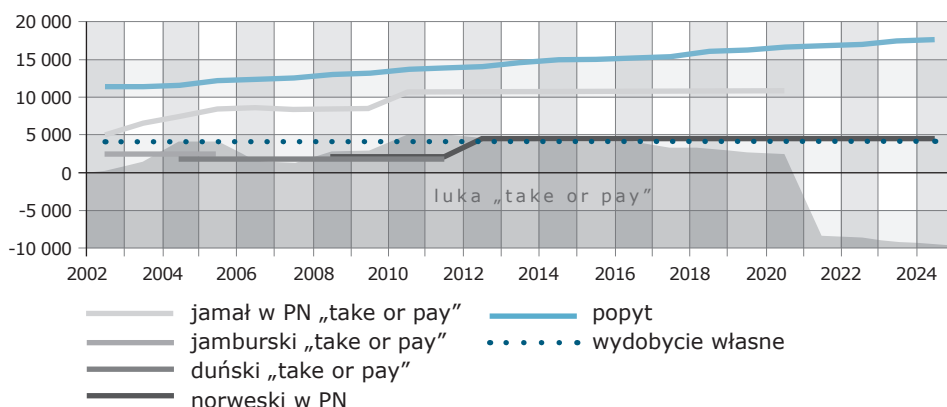
- nie będzie następował praktycznie żaden odczuwalny rozwój krajowej sieci gazowniczej, polska elektroenergetyka do 2024 roku byłaby oparta głównie na węglu w takim samym stopniu jak w roku 2003.

- polskie ciepłownictwo także nie zmieniłoby swojej struktury zużycia paliw – w dostawach ze Śląska nadal niepodzielnie królowałby węgiel kamienny społeczeństwo nie będzie się przez te lata szczególnie bogaciło (wzrost zamożności miał powodować porzucanie przez odbiorców węgla na rzecz gazu ziemnego);

2. Polska realizuje podpisane kontrakty – orenburski, jamalski, duński i norweski – na minimalnym poziomie wyznaczonym w umowach, poniżej którego musiałaby zacząć płacić za nieodebrany gaz (bierz-lub-płać);
3. wydobycie jest stałe i kształtuje się na poziomie z 2003 roku;
4. w kontrakcie jamalskim nie ma klauzuli mówiącej o tym, że nieodebrany gaz Polska może odebrać w ciągu 10 lat czyli niemożliwe jest przesuwanie w latach wielkości zamawianego gazu;
5. w kontrakcie norweskim nie ma klauzuli mówiącej o sprzedawaniu nadwyżek gazu (których PGNiG nie zdołał odebrać) przez stronę norweską na innych rynkach.

Sprawie nadwyżek gazu warto poświęcić nieco uwagi.

Popyt krajowy mogliśmy równoważyć dzięki wydobyciu krajowemu, które należałoby ograniczać, lub/i eksportować gaz pochodzący z Polski. Oto wyliczenie rocznych nadwyżek gazu ziemnego jakie występowałyby przy powyższych założeniach (dane w mln m³).



Źródło danych: prospekt emisyjny PGNiG, oświadczenia członków zarządu PGNiG na temat zawartych kontraktów gazowych

Jeżeli przyjmie się te założenia, to skumulowana nadwyżka dostaw gazu ziemnego do Polski do 2024 roku wyniosłaby 28,7 mld metrów sześciennych. Gdyby tylko szczecińska elektrownia Dolna Odra od 2005 roku zaczęła posiadać połowę mocy (czyli 850 MW⁸) opalanych paliwem gazowym, nadwyżka w omawianym okresie spadłaby do około 8 – 9 mld metrów sześciennych.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
mid m ³ w GOST	6,7	8,4	9,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	13,4	13,4	13,4
mid m ³ w PN	6,2	8,0	8,9	9,3	9,8	9,8	9,8	9,8	12,5	12,5	12,5
JAMAŁ w PN „take or pay”	5,3	6,8	7,5	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	10,6	10,6	10,6
Kontrakt norweski	-	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,5	2,5	5,0
Norweski „take or pay”	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	2,2	2,2	4,5
Kontrakt duński	-	-	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-
Duński „take or pay”	-	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	-
wydobycie własne	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
popyt	11,2	11,5	11,8	12,0	12,4	12,7	13,0	13,3	13,6	13,9	14,2
JAMBURSKI w PN	2,1	2,1	2,1	2,1	-	-	-	-	-	-	-
nadwyżka „take or pay”	0,2	1,5	3,8	4,3	1,8	1,5	3,0	2,7	5,1	4,8	5,0

Jamał w PN „take or pay” – ilość gazu, jaką musi odebrać PGNiG w ramach kontraktu jamalskiego, aby nie płacić za gaz nieodebrany, przeliczone z normy rosyjskiej (norma GOST) na normę polską

Norweski „take or pay” – ilość gazu, jaką musiał odebrać PGNiG z kontraktu norweskiego

Duński „take or pay” – ilość gazu, jaką musiał odebrać PGNiG z kontraktu duńskiego

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	-	-	-	-
12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	-	-	-	-
10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	-	-	-	-
5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16,0	16,3	16,6	16,9	17,2	17,5	17,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,7	4,4	4,1	3,8	3,5	3,2	2,9	2,6	-8,3	-8,6	-8,9	-9,2

Jamburski „take or pay” – ilość gazu, jaką musi odebrać PGNiG w ramach kontraktu jamburskiego, aby nie płacić za gaz nieodebrany, przeliczona z normy rosyjskiej (norma GOST) na normę polską, autor przyjął, że w kontrakcie jamburskim nie było elastyczności, musieliśmy odbierać cały za-kontraktowany gaz lub płacić za niego. (dziś niemal każda umowa gazowa posiada pewną elastyczność, od kilku do dwudziestu kilku procent, uwzględnionych w klauzuli bierz-lub-płać).

Dane przedstawione w powyższej tabeli pozwalają stwierdzić, że podana przez Leszka Millera wielkość nadwyżki – 100 mld metrów sześciennych gazu – była znacznie zawyżona.

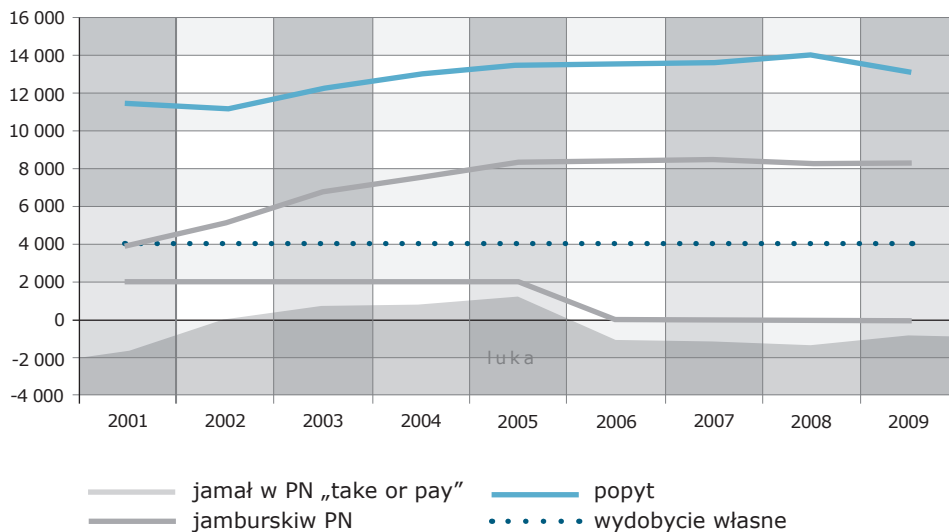
Mimo to w listopadzie 2002 roku Ministerstwo Gospodarki ogłosiło, że do 2022 roku grozić nam może nadmiar 117 mld metrów sześciennych gazu i ostrzega o tym posłów w Sejmie. Z resortowej prognozy wynikało, że jeśli dojdzie do realizacji kontraktów na zakupy gazu z Rosji, grozi nam nadwyżka 41,5 mld metrów sześciennych tego surowca, zaś realizacja umów z Danią i Norwegią może spowodować nadmiar w wysokości 75,5 mld metrów sześciennych. Należy dodać, że przyjęte na początku 2002 roku wytyczne polityki energetycznej mówiły jedynie o prognozach zużycia gazu do 2005 roku. W dokumencie dla posłów Ministerstwo Gospodarki proponowało faktycznie odrzucenie kontraktów duńskiego i norweskiego i postulowało, by zakupy gazu w Skandynawii ograniczyć do 2,5 mld metrów sześciennych rocznie (ok. połowy planowanych zakupów w Norwegii). Według tej koncepcji, paliwo miało być dostarczane przez gazociąg Bernau - Szczecin, który chcieli wybudować Bartimpex i Ruhrgas.

Wkrótce podjęto negocjacje z Rosją dotyczące ilości zakontraktowanego gazu. 23 stycznia 2003 roku po powrocie z Moskwy wicepremier Marek Pol ogłosił: Polska porozumiała się wstępnie z Rosją w sprawie zmniejszenia dostaw gazu. Jak stwierdził, przez 20 lat mamy dzięki wynegocjowanym zapisom zaoszczędzić 5 mld dolarów, które nasz kraj musiałby zapłacić za gaz, który nie był potrzebny. Wicepremier święcił triumf – zmniejszyliśmy, jak twierdził, nasze zobowiązania zakupu gazu z 218,8 mld metrów sześciennych do 161,3 mld metrów sześciennych, a jednocześnie przedłużyliśmy do 2022 roku, czyli o dwa lata, kontrakt jamalski. Według uzgodnień osiągniętych przez Marka Pola, szczegóły budowy II nitki gazociągu jamalskiego miały być ustalone do końca 2004 roku.

W 2001 roku jego obie nitki miały być oddane do użytku, a począwszy od 2010 roku Polska miała odbierać z nich pełną ilość zakontraktowanego gazu, tzn. do 14 mld metrów sześciennych według norm GOST. Problemem było to, że zgodnie z zawartymi w 1997 roku porozumieniami kontrakt handlowy nie był zależny od tempa realizacji inwestycji, co znaczy, że Rosjanie mogli na przykład wybudować pierwszą nitkę rurociągu jamalskiego i tłoczyć nią 16 mld metrów sześciennych, z czego 14 mld metrów sześciennych, jak przewidywał kontrakt, pozostawałaby w Polsce. Innym problemem był techniczny brak możliwości odbioru zakontraktowanego gazu w wielkościach przewidzianych kontraktem jamalskim tylko z pierwszej nitki rurociągu jamalskiego. W dwóch punktach odbioru jakie były uzgodnione na tym gazociągu (w Lwówku i Włocławku) można było odebrać nie więcej niż 5,3 mld metrów sześciennych gazu. Gazprom wyraźnie opóźniał decyzję o budowie drugiej nitki gazociągu, tłumacząc to zmniejszeniem zapotrzebowania na gaz ziemny w UE⁹. Mniejsze zapotrzebowanie dotyczyło również rynku polskiego, ale tego argumentu nasi negocjatorzy nie podnieśli. Jednakże w celu prowadzenia skutecznych negocjacji, trzeba było spełnić podstawowy warunek: Polska

musiała posiadać alternatywne źródło dostaw gazu dla pokrycia krajowych potrzeb. Ten warunek został spełniony dopiero pod koniec kadencji rządu Jerzego Buzka - 3 września 2001 roku, w dniu podpisania kontraktu handlowego z Norwegią. W efekcie już w 2004 roku Polska mogła otrzymać pierwsze dostawy gazu z Danii, łącząc się z tym krajem bezpośrednim gazociągiem tzw. Baltic Pipe. Zaś do 2007 roku Polska miała uzyskać bezpośrednie połączenie z Norwegią z wykorzystaniem Baltic Pipe. Jako ostateczny termin ratyfikowania tego kontraktu wyznaczono 31 grudnia 2002 roku. Dawało to dość czasu na wykorzystanie wszelkich naszych atutów do renegocjacji warunków dostaw rosyjskiego gazu.

Poniższy wykres ukazuje, jak kształtowałyby się bilans gazowy Polski, gdyby kontrakt jamalski nie został renegocjowany, a kontrakty norweski i duński zostałyby unieważnione.



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
luka	-1559	260	879	938	1198	-1045	-1045	-1145	-745

Źródło: prospekt emisyjny PGNiG, dane w mln metrów sześciennych

Jamał w PN „take or pay” – oznacza, że przeliczono wielkości gaz zakontraktowany według norm rosyjskich GOST na normy polskie oraz przyjęto założenie o odbiorze ilości gazu tylko takiej do jakiej odbioru jesteśmy zobowiązani to znaczy obniżono jeszcze wielkość wcześniej wyliczoną o 15 proc.
Jamburski w PN – kontrakt jamburski (zawarty w latach 80.), jaki obowiązywał do 2006 roku przeliczono rosyjskiej normy GOST na polską normę
Luka – chodzi o ilość gazu. Znak „ minus” wskazuje deficyt, znak „plus” „+” – nadwyżkę. Należy nadmienić jednak, że w latach 2006 – 2009 deficytu de facto by nie było, ponieważ, jak wspomniano wyżej, policzono tylko to, co musielibyśmy odebrać. Gdyby Polska potrzebowała więcej gazu, mogłaby odebrać go o 10% więcej niż zostało zapisane w kontrakcie

W latach 2003 – 2005 PGNiG aby nie płacić za nieodebrany gaz, musiałyby o stosowne wielkości zmniejszyć wydobycie krajowe, ale już w 2006 roku nie byłoby problemu z wywiązaniem się z kontraktu jamalskiego i pełnym wykorzystywaniem tańszego krajowego wydobycia. Efektem takiego działania byłby fakt dodatkowego wzrostu cen gazu w latach 2003 – 2005. Patrząc na sprawę retrospektywnie, znając wielkość wzrostu cen gazu w latach 2003 – 2009, można stwierdzić ceny gazu w latach 2003 – 2005 wzrosły, aby w następnych latach rosnąć wolniej niż miało to miejsce w rzeczywistości.

Można było zgodzić się na inny scenariusz, w którym realizowany jest kontrakt na niezmienionych zasadach. W latach 2003 – 2005 musielibyśmy zapłacić za odbiór dodatkowych 3 mld (3015 mln) metrów sześciennych gazu. Jeżeli założymy, że cena gazu wynosiła w 2003 roku 120 dolarów/1000 metrów sześciennych, w 2004 roku 140 dolarów/1000 metrów sześciennych, a w 2005 roku było to średnio 180 dolarów/1000 metrów sześciennych.

	2003	2004	2005
w USD	105 456 403	131 371 482	215 627 777
w zł	406 007 153	474 251 050	690 008 888

Oznacza to, że przez trzy lata PGNiG musiałyby dodatkowo zapłacić za nieodebrany gaz 1,57 mld zł. Gaz, za który zapłacono, ale go nie odebrano, według pierwotnego kontraktu jamalskiego, mógł być odbierany w latach następnych (od roku do 10 lat), tym samym w kolejnych trzech latach tj. 2006 – 2008 PGNiG odebrałyby cały gaz za jaki zapłacił. Co warte podkreślenia, ceny w latach 2006 – 2008 były wyższe niż w trzech poprzednich latach. Zakładając, że PGNiG musiałyby nawet zaciągnąć na rozliczenie się z Gazprom Exportem kredyt, który następnie by spłacało, to i tak byłoby to dla niego korzystne.

Twierdzenie oparte na założeniu, że gazu w Polsce będzie za dużo i koniecznie należy renegocjować kontrakt jamalski – jeśli wyznawcy tego poglądu wiedzieli, że kontrakty norweski i duński nie zostaną zrealizowane – było zatem nieprawdziwe. Podobnie jak tezy głoszące, że w latach 2002 – 2003 nasi negocjatorzy uchronili PGNiG przed płaceniem kar idących w miliardy dolarów.

Zyski EuRoPol Gazu

Kolejnym, po podaniu wyolbrzymionej nadwyżki zamówionego przez Polskę gazu zaskakującym posunięciem rządu Leszka Millera była nowa emisja akcji spółki EuRoPol

Gaz. 16 czerwca 2002 roku premier Miller i Aleksiej Miller, prezes Gazpromu wstępnie zatwierdzili „kompromisowe” rozwiązanie w kwestii EuroPol Gazu. Polska zobowiązała się, że zapłaci 96 mln dolarów za nowe akcje spółki oraz drugie tyle za akcje dla Gazpromu. Nowa emisja akcji miała pozwolić na budowę trzech kolejnych tłoczni gazu na pierwszej nitce gazociągu jamalskiego i zwiększenie jego mocy przesyłowej z ok. 20 mld metrów sześciennych do zaplanowanych ok. 33 mld metrów sześciennych rocznie. Oznaczało to, że na budowę rurociągu jamalskiego Polska zobowiązała się wyłożyć łącznie (z nakładami z lat poprzednich) 350 mln dolarów¹⁰.

Z istniejącej nitki gazociągu Polska mogła i może odbierać dla siebie nie więcej niż 2,9 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Było to i jest obecnie nieco więcej niż 10 proc. mocy gazociągu. 150 mln dolarów, jakie nasz kraj zapewnił na budowę gazociągu, stanowiło ok. 10 procent ówczesnych kosztów jego budowy. Jednak Polska ponosiła też wydatki pośrednie - rząd Józefa Oleksego przyjął np. specjalne rozporządzenia o zwolnieniu z ceł części sprowadzanych do budowy gazociągu. Jako spółka z udziałem kapitału zagranicznego EuRoPol Gaz korzystał z ulgi w podatku dochodowym od osób prawnych (CIT)¹¹.

Zysk netto EuRoPol Gaz SA w 2000 roku wyniósł odpowiednio 160 mln zł, w 2001 roku - 126 mln, w 2002 roku - 367 mln, w 2003 roku - 580 mln, w 2004 roku - 917 mln, w 2005 roku - 160 mln. Oznacza to, że średni zysk roczny netto spółki w okresie 2000-2005 wyniósł 385 mln zł. W latach 2006-2009 nie były przyjmowane sprawozdania finansowe.

O tym jakie zyski netto mogłaby mieć spółka w latach 2006-2009 świadczą jej wyniki z okresu 2000-2005.

Z gazociągu jamalskiego w 93 proc. korzysta tylko Gazprom. Jeżeli na przesyłaniu 30 mld metrów sześciennych surowca do odbiorców zachodnich polska spółka ma zarabiać 21 mln zł netto rocznie (tak jak zostało to zapisane w porozumieniu zawartym pomiędzy stroną polską a rosyjską w 2010 roku) oznacza to, że przez najbliższe 30 lat EuRoPol Gaz utraci miliardy złotych potencjalnych zysków. Tylko w 2004 roku EuRoPol Gaz miał zysk większy niż minister Skarbu Państwa przewidywał dla tej spółki przez najbliższe 30 lat.

Oczywiście, spółka mogłaby zarabiać jeszcze więcej, gdyby stawki za przesył były na średnim europejskim poziomie. Ponadto rurociąg jamalski na polskim jego odcinku został de facto wyjęty spod jurysdykcji polskiego i europejskiego prawa, a na wyznaczenie stawek na przesył gazu tą drogą prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie ma właściwie wpływu, jeżeli nie zgodzą się na to akcjonariusze EuroPol Gazu.

20 stycznia 2010 w Warszawie odbyła się rada nadzorcza EuRoPol Gazu. PGNiG poinformowało tego dnia, że na posiedzeniu zapadła decyzja o zawieszeniu trzech członków zarządu spółki: prezesa Michała Kwiatkowskiego, wiceprezesa Jurija Kałuskiego oraz członka zarządu Jerzego Tabakę. „Powodem tej decyzji był długotrwały brak współpracy między członkami zarządu, co w rezultacie doprowadziło do pata decyzyjnego w spółce” - podało PGNiG. Jednocześnie rada nadzorcza oddelegowała tymczasowo do zarządu EuRoPol Gazu: Michała Szubskiego (prezesa PGNiG), Aleksandra Miedwiediewa (wiceprezesa Gazpromu i zarazem szefa spółki Gazprom Export) oraz Mirosława Dobruta (wiceprezesa PGNiG). Prezes Michał Szubski miał pełnić obowiązki prezesa EuRoPol Gazu, Aleksander Miedwiediew - wiceprezesa, a Mirosław Dobrut - członka zarządu.

Według rady nadzorczej, zmiany w składzie zarządu zapewniały uporządkowanie nierozwiązanych dotychczas kwestii EuRoPol Gazu „w duchu przygotowywanego porozumienia międzyrządowego”. Jak głosił komunikat PGNiG, „tylko bezpośrednie zaangażowanie się w zarządzanie spółką urzędujących prezesów dwóch głównych akcjonariuszy EuRoPol Gazu, czyli PGNiG i Gazpromu Export daje gwarancję rozwiązania spornych spraw w okresie, na który zostali oddelegowani”.

Pod koniec 2005 roku rosyjscy członkowie zarządu EuRoPol Gazu zakwestionowali taryfy za tranzyt gazu na 2006 rok. Rosjanie liczyli stawki tranzytowe według umowy międzyrządowej z 2003 roku, a Polacy - według taryfy określanej przez Urząd Regulacji Energetyki.

W 2008 roku Sąd Najwyższy umorzył sprawę o protestowanie opłat przez Rosjan; także Najwyższy Sąd Handlowy w Moskwie oddalił pod koniec 2009 roku skargę Gazpromu na wyrok nakazujący dopłatę ponad 20 mln dolarów za tranzyt gazu przez Polskę w 2006 roku. Strony nie porozumiały się w sprawie taryf także w kolejnych latach. Zaległe opłaty za okres 2006-2009 szacowane są na około 350 mln USD. „W tym końcowym etapie negocjacji dyskusja dotyczy formuły rozwiązania problemu związanego z niuregulowanymi płatnościami od 2006 roku do 2009” - przyznał wiceminister skarbu Mikołaj Budzanowski.

Rozważmy teraz, jak po podpisaniu przez wicepremiera Pola aneksu do umowy jamalskiej wyglądała podaż gazu w Polsce. Ukazują to wyliczenia w poniższej tabeli. „Luka” została obliczona po uwzględnieniu maksymalnej ilości paliwa, jaką można było odbierać po renegotjacji kontraktu.

W chwili podpisywania dodatkowych porozumień stało się zatem oczywiste, że Polska będzie musiała zakontraktować u innego dostawcy więcej gazu ziemnego. Nie była

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
nowy jamał	w GOST	6 600,0	7 000,0	7 000,0	7 100,0	7 100,0	7 300,0
	w PN	6 148,7	6 521,3	6 521,3	6 614,5	6 614,5	6 800,8
	w PN „take or pay”	5 226,4	5 543,1	5 543,1	5 622,3	5 622,3	5 780,7
	w PN + 10%	6 763,6	7 173,5	7 173,5	7 275,9	7 275,9	7 480,9
wydobycie własne	4 100,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 300,0	4 200,0
popyt	12 200,0	13 100,0	13 600,0	13 700,0	13 700,0	13 800,0	13 300,0
luka przy max. poborze	- 1 336,4	- 1 626,5	- 2 126,5	- 2 124,1	- 2 124,1	- 2 019,1	- 1 619,1

Źródło: opracowanie własne na podstawie prospektu emisyjnego, raportów rocznych i sprawozdań finansowych PGNiG

Nowy Jamał – oznacza wielkości dostaw gazu, jakie zostały zakontraktowane w 2003 roku w wynegocjowanym porozumieniu

Nowy Jamał „take or pay” – oznacza wielkości jakie, polska spółka musiała przejąć, aby nie płacić za nie odebrany gaz (zamówiona wielkość – 15 proc.)

Nowy Jamał PN +10 proc. – oznacza maksymalną ilość gazu, jaką PGNiG mogło odebrać (miało prawo zwiększyć zamówione ilości o 10 proc.)

to wówczas jedyna niepomysłna wiadomość dotycząca gazu. W porozumieniach, jakie wynegocjował wicepremier Pol, stawka za tranzyt, przy realizacji jedynie pierwszej nitki gazociągu jamalskiego, została ustalona na poziomie opłacalności dla operatora układu przesyłowego – spółki EuRoPol Gaz. Szczegółów dowiadujemy się z załącznika, który podaje, że „dla kalkulacji na okres do 2019 r. przyjmuje się następującą strukturę taryfy”:

09. 2003 - 12. 2003	2004 - 2005	2006 - 2013	2014 - 2019
2,74	2,50	1,55	1,00

Dane w USD/1000 metrów³/100 km

Była to tak zwana podstawa kalkulacji taryf. Większe znaczenie miał jednak zapis, który mówił o tym, że opłaty za przesył gazu będą ustalane zgodnie z prawem polskim. Od 2005 roku Rosja zaczęła podważać ten punkt umowy. Stawki uzgodnione w umowie polsko-rosyjskiej nie zapewniały spółce EuRoPol Gaz środków na wydatki związane z przygotowaniem i budową drugiej nitki gazociągu jamalskiego. Zauważmy w tym miejscu, że ostateczna wysokość stawki przesyłowej to mniej więcej połowa stosowanej na rynku europejskim średniej wartości, która wynosi ok. 2 dolarów/1000 metrów sześciennych/100 km. Przewidywana ilość tłoczonego gazu wynosząca 30 mld metrów sześciennych rocznie i stawka za przesył gazu w wysokości ok. 1 dolara/1000 metrów sześciennych/100 km sprawiały, że spółka EuRoPol Gaz zaczęłaby być nierentowna i istniało duże prawdopodobieństwo ogłoszenia jej upadłości.

Podsumujmy. Według sprawozdania finansowego na koniec 2002 roku, zobowiązania EuRoPol Gazu wynosiły 5,7 mld zł (1,47 mld euro). Dla porównania: budowany obecnie przez Niemcy rurociąg Opal, który będzie miał 470 km długości (Jamał na obszarze Polski liczy 665 km) i oprócz długości niczym nie będzie się różnił od Jamału, ma kosztować 1 mld euro. A przecież, na koniec 2002 roku Jamał nie posiadał jeszcze 3 z 6 tłoczni. Jeśli tedy weźmiemy pod uwagę:

1. całkowite wydatki, jakie poniósł EuRoPol Gaz na budowę pierwszej nitki rurociągu (łącznie z układem łączności, 6 tłoczniami itd.);
2. różnice pomiędzy kosztami, jakie obecnie musi ponosić niemiecki inwestor Opala (ceny ziemi, ceny stali, ceny siły roboczej) w porównaniu do kosztów ziemi, stali i siły roboczej z drugiej połowy lat 90.;
3. wartość pieniądza w czasie. Będziemy zmuszeni uznać inwestycje spółki EuRoPol Gaz za bardzo kosztochłonne.

Godzi się nadmienić jeszcze, że 23 października 2009 Gerhard Koenig, prezes Wingasu (spółki niemieckiego koncernu BASF i Gazpromu) poinformował PAP, że Polska wciąż ma możliwość przyłączenia się do gazociągu Opal który będzie biegł z Lubmina na niemieckim wybrzeżu Morza Bałtyckiego do Czech, wzdłuż polskiej granicy. W spółce budującej gazociąg Opal Wingas ma 80 proc. udziałów. Przez Opal ma płynąć rocznie 35 mld metrów sześciennych gazu, do Czech, a stamtąd do innych krajów europejskich. „Już w 2007 roku zaoferowaliśmy Polsce możliwość przyłączenia do gazociągu Opal, ale nie otrzymaliśmy konkretnej odpowiedzi” - przypomniał Koenig.

Niedobór w dostawach gazu ziemnego, który był skutkiem kontraktu, jaki wicepremier Marek Pol podpisał w maju 2003 roku, skłonił prezesa PGNiG do zapowiedzi ogłoszenia przetargu na dostawy 2 mld metrów sześciennych gazu na rynku spot (nattychiastowym). Przetarg wygrał pośrednik, firma Sinclair. Na przełomie 2001 i 2002 roku Sinclair sprzedał PGNiG kilkaset mln metrów sześciennych gazu po atrakcyjnych cenach, dzięki czemu, jak można się domyślać, zyskał wiarygodność. Jak się jednak później okazało, zwycięzca nie mógł wypełnić swojego zobowiązania, ponieważ ukraiński operator gazociągów przesyłowych nie zgodził się na tłoczenie przez tę spółkę gazu. Dlatego też PGNiG „nie mając czasu ani wyjścia” już nie ogłaszało ponownego przetargu i Ministerstwo Gospodarki wydało pozwolenie na zakup z tzw. wolnej ręki.

W tych okolicznościach 28 października 2003 roku PGNiG podpisało kontrakt na dostawy 2 mld metrów sześciennych gazu w ciągu roku i 1 mld metrów sześciennych gazu do końca 2006 roku z firmami NAK Naftohaz i EuralTransGas. Gaz miał pochodzić z państw Azji Środkowej, a jego dostawy dotarły już 1 listopada 2003 roku. Jak podała polska prasa, powołując się na gazety rosyjskie, spółka Eural Tras Gas związana była z poszukiwanymi przez CIA członkami mafii ukraińskiej i rosyjskiej, szczególnie z Sie-



mionem Mogilewiczem poszukiwanym listem gończym w 17 krajach, w tym w USA. Firma EuralTransGas, o kapitale zakładowym w wysokości 12 tys. dolarów, dostała od Gazpromu wyłączność na tranzyt gazu z Turkmenistanu.

W październiku 2004 roku PGNiG przedłużyło umowę z NAK Naftohaz na zakup dodatkowych 1,5 mld metrów sześciennych gazu, który miał być dostarczony do Polski do końca czerwca 2005 roku. Pośrednikiem pomiędzy NAK a PGNiG pozostała firma Eural TG. W marcu 2005 roku zamiast Eural TG wystąpiła w roli pośrednika spółka RosUkrEnergo (RUE). Ta zarejestrowana w połowie 2004 roku w Szwajcarii firma należała do Gazprombanku (który występował w imieniu Gazpromu) oraz Raffisenbanku (który reprezentował innych akcjonariuszy) i miała pozwolenie od Gazpromu na handel gazem z Turkmenistanu. Jej powołanie zostało uzgodnione przez prezydentów Ukrainy Leonida Kucznię i Rosji Władimira Putina w połowie 2004 roku. W sierpniu 2005 r. rozstrzygnięty został przetarg na dostawę 3,16 mld metrów sześciennych gazu do końca grudnia 2006 roku z krajów Azji Środkowej. Wygrała go firma RosUkrEnergo, która jako jedyna spełniła warunki formalne w nim określone. Należy zauważyć, że w momencie podpisywania kontraktu z RUE spółce PGNiG zaczała brakować gazu na zimę, a podpisany kontrakt był umową 15 miesięczną, zapewniającą zaspokojenie w stopniu minimalnym potrzeb szybko rozwijającej się wówczas polskiej gospodarki.

W drugiej połowie 2006 roku PGNiG negocjowało z RUE przedłużenie kontraktu na dostawę gazu. Ale podpisanie kontraktu RUE uzależniała od zgody Gazpromu, a Gazprom z kolei, owszem, był skłonny zgodę wyrazić, ale pod warunkiem zmiany formuły cenowej zawartej w kontrakcie jamalskim. Nie mając innej możliwości dostaw gazu PGNiG zgodziło się na zmianę formuły cenowej, czyli de facto podwyżkę ceny, w zamian za podpisanie z RUE trzyletniego kontraktu z opcją przedłużenia na 2 kolejne lata na dostawy 2,5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego. Strategia ministerstwa gospodarki i skarbu, czyli resortów nadzorujących PGNiG zakładała wówczas, że przez te pięć lat powstałby już terminal na gaz płynny LNG (o którym poniżej), co diametralnie zmieniłoby pozycję negocjacyjną Polski i PGNiG.

Gazociąg Północny i polska odpowiedź: terminal LNG

29 sierpnia 2005 roku Gazprom, E-ON-Ruhrgas i BASF podpisały w Moskwie porozumienie końcowe dotyczące budowy Gazociągu Północnego (obecnie konsorcjum Nord Stream). Umowę o rozpoczęciu budowy podpisano 8 września 2005, jej zakończenie przewidywano na rok 2010. Gazociąg miał przebiegać z miejscowości Babajewo w obwodzie wołogodzkiem w Rosji do brzegu Morza Bałtyckiego w Wyborgu, a następ-

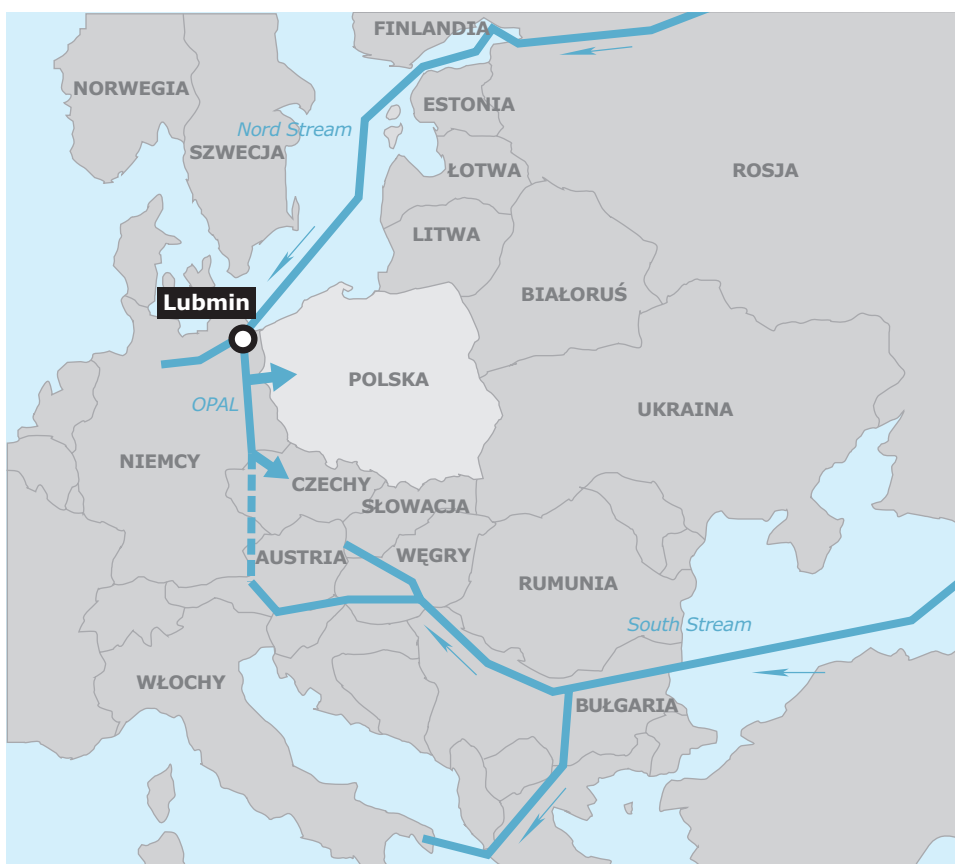
nie dnem Morza Bałtyckiego do Lubmina koło Greifswaldu w Niemczech. Uzgodniono, że Gazociąg Północny będą tworzyły dwie nitki, a jego całkowita długość ma wynieść 1220 km, w tym 1189 km wyniesie odcinek podmorski. Jedyne oba odcinki końcowe przebiegać będą przez wody terytorialne (Rosji i Niemiec), zaś pozostała, przeważająca część przebiegać będzie przez strefy ekonomiczne Szwecji, Finlandii i Danii. Gazociąg ma osiągnąć wydajność 27 miliardów metrów sześciennych gazu rocznie, po oddaniu pierwszej nitki, a 55 mld metrów sześciennych rocznie po oddaniu do użytku drugiej nitki. 9 kwietnia 2010 roku oficjalnie rozpoczęto budowę gazociągu północnego.



Oskrzydlenie Europy Środkowej gazociągami trwało. 22 listopada 2007 roku firmy Gazprom i Eni podpisały porozumienie o budowie gazociągu South Stream. Magistralą tą rosyjski gaz miał popłynąć do Europy Południowej i Środkowej, z ominięciem Ukrainy, przez Morze Czarne i Bałkany. Umowę - w obecności prezydenta Rosji Władimira Putina i premiera Włoch Romano Prodiego - podpisali na Kremlu szefowie obu koncernów, Aleksiej Miller i Paolo Scaroni.

Gazociąg Południowy, South Stream, którym ma być przesyłane 30 mld metrów sześciennych gazu rocznie, będzie mierzyć 900 kilometrów. Zacznie się od tłoczni Bieriegowaja w rejonie portu Dżubga, w Kraju Krasnodarskim, gdzie swój początek ma już inny gazociąg - Blue Stream (Błękitny Strumień), dostarczająca rosyjski gaz do Turcji. Stamtąd zostanie doprowadzony do Warny, w Bułgarii, gdzie prawdopodobnie podzieli się na dwie nitki: północną - do Austrii przez Rumunię i Węgry oraz południową - do Włoch przez Grecję i Albanie. Gazociąg ten uważany jest za konkurenta dla projektowanej magistrali Nabucco, po-

pieranej przez Unię Europejską i Stany Zjednoczone. Rurociągiem tym „błękitne paliwo” miałyby płynąć z Azerbejdżanu i Azji Środkowej przez Gruzję i Turcję do Europy Środkowej. South Stream przedstawiany jest też jako odpowiednik Gazociągu Północnego (Nord Stream), który przez Morze Bałtyckie ma dostarczać gaz bezpośrednio z Rosji do Niemiec, z ominięciem Białorusi i Polski. Wstępne porozumienie, dotyczące budowy South Stream, Gazprom i Eni podpisały 23 czerwca 2007 roku w Rzymie. Na początku listopada do projektu tego przyłączyła się Bułgaria. Koszty ułożenia South Stream nie są znane. Scaroni mówił w Moskwie o ponad 10 mld dolarów. Natomiast analitycy szacują je na co najmniej 14 mld dolarów. Wiadomo, że wybudowany kilka lat temu przez Gazprom i Eni gazociąg Blue Stream kosztował 3,3 mld dolarów. Jest on jednak prawie dwa razy krótszy (396 km) od projektowanego South Stream. Ponadto jest obliczony na przesyłanie tylko 16 mld metrów sześciennych gazu rocznie.



- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | planowane rurociągi |  | kierunek przepływu gazu z Rosji |
|  | rozważane połączenie pomiędzy rurociągami Gazpromu |  | ewentualne podłączenia do Polski i Czech |

W lutym 2004 roku wybuchł kryzys gazowy pomiędzy Rosją a Białorusią. Przez prawie dwa dni rurociągiem jamalskim nie płynął gaz. Skutki odczuła także Polska, która była na taki rozwój zdarzeń nieprzygotowana (w chwili wybuchu kryzysu w podziemnych magazynach znajdowało się około 450 mln metrów sześciennych gazu). Zarząd PGNiG zlecił opracowanie studium wykonalności budowy terminala odbiorczego CNG¹² w Niechorzu lub Policach. Po stworzeniu studium jednak aktywność na odcinku terminala praktycznie zamarła, mimo składanych przez prezesa zarządu PGNiG zapewnień o możliwości podpisania kontraktu na dostawy CNG jeszcze w 2004 roku.

Wówczas powróciła sprawa, jak się zdawało dawno już przesądzona, gazociągu Bernau – Szczecin. W czasie sympozjum miesięcznika „Nowy Przemysł” (czerwiec 2004) prezes PGNiG Marek Kossowski stwierdził, że dla PGNiG warunki współpracy przy budowie tego rurociągu są nie do przyjęcia, nie szczędził też krytyki, gdy mówił o cenie, jaką PGNiG miałoby płacić za gaz dostarczany tym połączeniem. Według Kossowskiego, za gaz dostarczany za pośrednictwem firm niemieckich, w Lasowie, gdzie odbierano ok. 350 mln metrów sześciennych, PGNiG musiało płacić cenę hurtową około 200 dolarów za 1000 metrów sześciennych. Tymczasem w ofercie IRB proponowano cenę porównywalną z ówczesną ceną zakupu gazu za pośrednictwem niemieckich firm przy jednoczesnych planach dostaw przez Bernau - Szczecin 2,5 mld metrów sześciennych gazu. W 2005 r. żadnych decyzji jeżeli chodzi o budowę terminala czy to CNG czy LNG nie podjęto, pomimo wielu deklaracji składanych przez przedstawicieli spółki.

W styczniu 2006 roku Rosja uwikłała się w kolejny kryzys gazowy z sąsiadem, tym razem z Ukrainą. Odpowiedź nowego rządu w Warszawie była błyskawiczna. 3 stycznia 2006 Rada Ministrów kierowana wówczas przez Kazimierza Marcinkiewicza zobowiązała ministra gospodarki, by pilnie rozpoczął przygotowania do zróżnicowania źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski, a w szczególności podjął budowę terminalu gazu skroplonego. Na czele resortu gospodarki stał wówczas Piotr Woźniak, były wiceprezes PGNiG, były doradca premiera Jerzego Buzka ds. bezpieczeństwa energetycznego a następnie w latach 1999-2001 wiceprezes PGNiG ds. handlowych odpowiedzialny za negocjacje kontraktów z Duńczykami i Norwegami, który doprowadził do ich zawarcia jesienią 2001 r.

Jeszcze w tym samym miesiącu, w styczniu 2006, wiceminister gospodarki Piotr Naimski przedstawił w Sejmie informację o pracach rządu, które miały zapewnić Polsce dostawy gazu ziemnego. Za najbardziej prawdopodobne uznał sprowadzanie gazu z Norwegii oraz budowę terminalu LNG. W lutym Piotr Naimski zapowiedział, że Polska będzie chciała kupować 5 mld metrów sześciennych gazu rocznie z Danii i Norwegii.

W połowie roku 2006 Niemcy ponowili propozycję otwarcia na rurociągu jamalskim tzw. rewersu czyli możliwości dostarczania gazu zza Odry, jeżeli zaszłaby taka konieczność. Gazociągiem jamalskim gaz płynie ze wschodu na zachód, ale jeżeli strony polska, niemiecka i rosyjska (jako właściciel gazu i współwłaściciel EuRoPol Gazu) umówią się wcześniej, paliwo będzie mogło popłynąć w drugą stronę (dokona się tzw. rewers gazociągu). Polska chciała takiego rozwiązania i podpisała z Niemcami porozumienia, brakowało tylko zgody Gazpromu. Gazprom ostatecznie się sprzeciwił, a ponieważ Niemcy uznali, że to Polska powinna porozumieć się z Rosjanami, tzw. rewers nie został uruchomiony.

Po decyzji rządu o konieczności budowy terminala LNG na polskim wybrzeżu rozpoczęły się prace mające na celu jej realizację. W pierwszej połowie 2006 r. zlecono opracowanie studiów wykonalności, na którego podstawie podjęto decyzję lokalizacyjną. Pod koniec grudnia 2006 roku została podjęta decyzja o lokalizacji terminala importowego LNG w Świnoujściu. W pierwotnych planach terminal miał zostać oddany do użytku w 2011 roku. Z perspektywy czasu należy stwierdzić, że były to plany zbyt optymistyczne jak na technologię jaką zdecydowano się zastosować, czyli budowy terminala lądowego. Dodatkowo wraz z budową terminala miał zostać rozbudowy krajowy system przesyłowy gazu o 1000 km gazociągów. Na te działania zostały zarezerwowane środki z funduszy unijnych.

Zarówno rozbudowa systemu przesyłowego przez Gaz System jak i budowa terminala LNG (z dofinansowaniem na poziomie prawie 500 mln zł) została wpisana przez minister Grażynę Gęsicką na początku 2007 r. na listę projektów indykatywnych (kluczowych) Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w priorytecie X „Bezpieczeństwo energetyczne”.

Następnym krokiem było utworzenie spółki, która miała zbudować i eksploatować terminal LNG. Decyzja o utworzeniu spółki Polskie LNG została podjęta 29 marca 2007 r. przez Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG.

W marcu 2007 roku rząd premiera Jarosława Kaczyńskiego przyjął dokument „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”. Za naczelną celę uznał:

- w działaniach spółek o istotnym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego uwzględnienie zadań związanych ze zróżnicowaniem źródeł dostaw gazu ziemnego;
- bezpośrednie połączenie gazociągiem ze złożami skandynawskimi;
- budowę terminala do odbioru gazu skroplonego na polskim wybrzeżu;
- zapewnienie długoterminowych kontraktów na dostawy gazu ziemnego ze źródeł innych niż wschodnie;

- zapewnienie kontroli państwa nad infrastrukturą strategiczną służącą do przesyłu gazu ziemnego;
- rozbudowę układu przesyłowego gazu ziemnego;
- zwiększenie pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu;
- zwiększenie potencjału wydobywczego gazu krajowego;
- ograniczenie ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego Polski powstałego wskutek sprzedaży publicznej akcji PGNiG S.A.;
- uzyskanie przez Grupę PGNiG S.A. dostępu do złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym przez zakup za granicą.

Opracowanie przyjmuje ponadto, że Polska w pełni wdrożyła przepisy dotyczące liberalizacji rynku gazu. Jednakże tempo liberalizacji zależeć będzie w dużej mierze od czterech głównych czynników:

- rozbudowy układu przesyłowego w kierunkach umożliwiających zwiększenie jego przepustowości;
- rozbudowy pojemności podziemnych zbiorników gazu ziemnego;
- zrealizowania przez PGNiG S.A. i Gaz System S.A. projektów zróżnicowania źródeł dostaw gazu ziemnego;
- stopniowej eliminacji subsydiowania skrośnego w taryfach.

Zmiana rządu po wyborach w 2007 roku spowodowała czasowe spowolnienie procesu. Nowy prezes PGNiG, Michał Szubski oznajmił krótko po powołaniu w marcu 2008, że ta inwestycja nie jest priorytetem. Jednak mimo to, terminal LNG zostaje uznany za infrastrukturę kluczową dla bezpieczeństwa energetycznego państwa i dlatego między innymi rząd Donalda Tuska 19 sierpnia 2008 r. podejmuje uchwałę zobowiązującą ministra Skarbu Państwa do podjęcia wszelkich niezbędnych działań mających na celu realizację inwestycji przez należącą w 100% do Skarbu Państwa spółkę Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. 8 grudnia 2008 r. OGP Gaz-System odkupuje 100% udziałów w spółce Polskie LNG od PGNiG i od tego momentu to on staje się formalnym realizatorem i właścicielem terminalu LNG.

24 kwietnia 2009 r. Sejm przyjął ustawę o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, która upraszczała procedury związane z budową zarówno terminala jak i gazociągów mających ów terminal obsługiwać. 29 czerwca 2009 roku PGNiG i katarska firma Qatargas Operating Company zawarły umowę na sprzedaż i dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Kataru do Polski. Umowa dotyczyła dostawy 1 mln ton LNG rocznie (ok. 1,3 mld metrów sześciennych) przez 20 lat od 2014 roku. Do tego czasu w Świnoujściu ma powstać gazoport odbierający skroplony gaz. Podpisanie tej umowy jest jednym z kluczowych mo-

mentów w realizacji inwestycji, gdyż to dzięki tej umowie a także 20 letniej umowie na regazyfikację LNG zawartej w marcu 2010 r. z PGNiG Polskie LNG mogło zaciągnąć długookresowe kredyty na realizację gazowej inwestycji.

W połowie 2009 r. rozpoczyna się procedura wyboru Generalnego Realizatora Inwestycji, która trwa w sumie rok czasu. Realizatorem zostaje konsorcjum SAIPEM-TECHINT-PBG, któremu 21 września 2010 r. oficjalnie zostaje przekazany plac budowy. Równoległe z pracami związanymi z budową terminala LNG trwają prace mające na celu rozbudowę gazowniczej sieci przesyłowej, którą gaz jaki będzie importowany drogą morską. Do najważniejszych nowobudowanych gazociągów należą Szczecin – Lwówek, Szczecin – Gdańsk, Gdynia Włocławek, Rembelszczyzna – Gustorzyn.

Minęły dwa lata. Przed zbliżającymi się wyborami do Sejmu w 2011, rząd zaktywizował się w sprawie różnicowania źródeł dostaw gazu do Polski.

29 marca 2011 roku w Warszawie premier Donald Tusk powiedział, że „poszukiwanie w Polsce surowców energetycznych powinno być dla nas priorytetem, ponieważ wpisuje się w strategię dywersyfikacji dostaw energii w Polsce i w całej Europie”. Był gościem konferencji naukowej w Centrum Nauki Kopernik poświęconej badaniom gazu łupkowego, którego złoża w polsce szacuje się nawet na 1,5 bln metrów sześciennych. - Musimy być jak najbardziej niezależni od zewnętrznych dostaw - podkreślił szef rządu przyznając, że jego gabinet pojął wagę poszukiwania własnych źródeł energii dopiero wtedy, gdy okazało się, iż energetyka oparta na węglu wymaga rewolucyjnych zmian (w związku z ograniczeniami emisji CO₂), zaś importowane ropa i gaz wykorzystywane są jako element nacisku politycznego na Polskę.

Premier Tusk nie ograniczył się tym razem tylko do deklaracji. Kilka dni wcześniej, 23 marca uczestniczył w uroczystości wmurowania kamienia węgielnego pod budowę gazoportu w Świnoujściu, którego budowa ma kosztować co najmniej 3 mld złotych. Premier Tusk, cytowany przez PAP, powiedział, że choć to jedna z najważniejszych i największych inwestycji „w ogóle w historii Polski”, rozmowy o tym, czy i gdzie powinien powstać gazoport „trwały latami i niewiele z nich wynikało”.

W marcu 2011 parlamentarzyści Prawa i Sprawiedliwości z Pomorza Zachodniego zawnieśli, aby gazoport nosił imię prezydenta Lecha Kaczyńskiego, który stracił życie w katastrofie smoleńskiej. Wnieoskodawcy argumentują, że prezydent realizował politykę gospodarczą ukierunkowaną na dywersyfikację dostaw paliw. Reakcje partii rządzącej na tą inicjatywę są jednak niechętnie.

Po podjęciu uchwały przez rząd w dniu 19 sierpnia 2008 r. o przejęciu inwestycji w terminal LNG oraz odkupieniu spółki Polskie LNG przez Gaz System Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczęło prace zmierzające do budowy drugiego punktu odbioru gazu transportowanego drogą morską na polskim wybrzeżu.

Kiedy w 2006 r. zapadała decyzja gdzie ma być zlokalizowany na polskim wybrzeżu terminal LNG rywalizowały ze sobą dwie lokalizacje Świnoujście i Gdańsk.

Gdańsk czy szerzej Trójmiasto przegrało, ale dzięki temu w niejako naturalny sposób zostało wybrane przez władze PGNiG na lokalizację drugiego terminala. Ten terminal, czy też mówiąc bardziej fachowo pława (nazywana w mediach bojką) będzie unosząca się na powierzchni morza częścią systemu przesyłowego. Regazyfikacja LNG będzie następowała na statku (a nie na lądzie tak jak w przypadku terminala LNG w Świnoujściu) a następnie za pomocą pławy i podłączonego do niej gazociągu podmorskiego gaz transportowany będzie na ląd, gdzie za pomocą dwóch podłączeń do systemu przesyłowego Gaz – Systemu, połączenia z systemem dystrybucyjnym Pomorskiej Spółki Gazownictwa i połączenia z rafinerią gdańską będzie transportowany do klientów.

Władze PGNiG przedstawiają tą inwestycję jako terminal CNG/LNG, który będzie mógł przeładowywać rocznie 0,5 – 1,5 mld m³ gazu jednakże ilość i wielkość połączeń jakie są planowane wskazują, że terminal będzie miał co najmniej 2,5 krotnie większą przepustowość. Dodatkowo terminal będzie połączony z powstającymi (budowanymi obecnie) podziemnymi magazynami gazu w gminie Kosakowo 10 km na północ od Gdyni. Magazyny te w 2020 r. mają mieć pojemność 250 mln m³ gazu. Obecność podziemnych magazynów gaz w bezpośredniej bliskości terminala będzie stabilizująco wpływała na jego współpracę z systemem dystrybucyjnym i przesyłowym.

Kiedy gazowiec, na którym będzie odbywała się regazyfikacja skroplonego LNG będzie oddawał poprzez pławę i gazociąg podmorski gaz w tempie 10 – 14 mln m³/dobę to magazyn, który będzie miał 250 mln m³ pojemności będzie mógł przyjmować 2,4 mln m³/dobę czyli średnio 20% gazu będzie mogło trafić do magazynów. Terminal według szacunków PGNiG ma kosztować 800 mln zł.

Spółka Nord Stream, która została powołana do budowy i eksploatacji gazowego rurociągu podmorskiego zamierzała ułożyć ją w poprzek toru wodnego do portu w Świnoujściu, na terenie którego będzie znajdował się terminal LNG. Ułożenie było projektowane bezpośrednio na dnie morza, a to mogło zablokować żeglugę większych statków do polskiego portu i jego rozbudowę. Od 2007 r. polskie władze domagały się, by zakopać rurę. Polska nie mogła żądać tych zmian bezpośrednio od spółki Nord Stream gdyż gazociąg omija polskie wody. Mogła za to rozmawiać z państwami, a konkretnie

z Niemcami, na terenie których to wód przebiegał będzie gazociąg.

Polska wskazywała też, że w planach Nord Stream nie przedstawiono zgodnie z wymogami UE alternatywnych tras gazociągów i nie wykazano, że ułożenie rury przez Bałtyk będzie korzystniejsze ekologicznie i ekonomicznie od rury na lądzie.

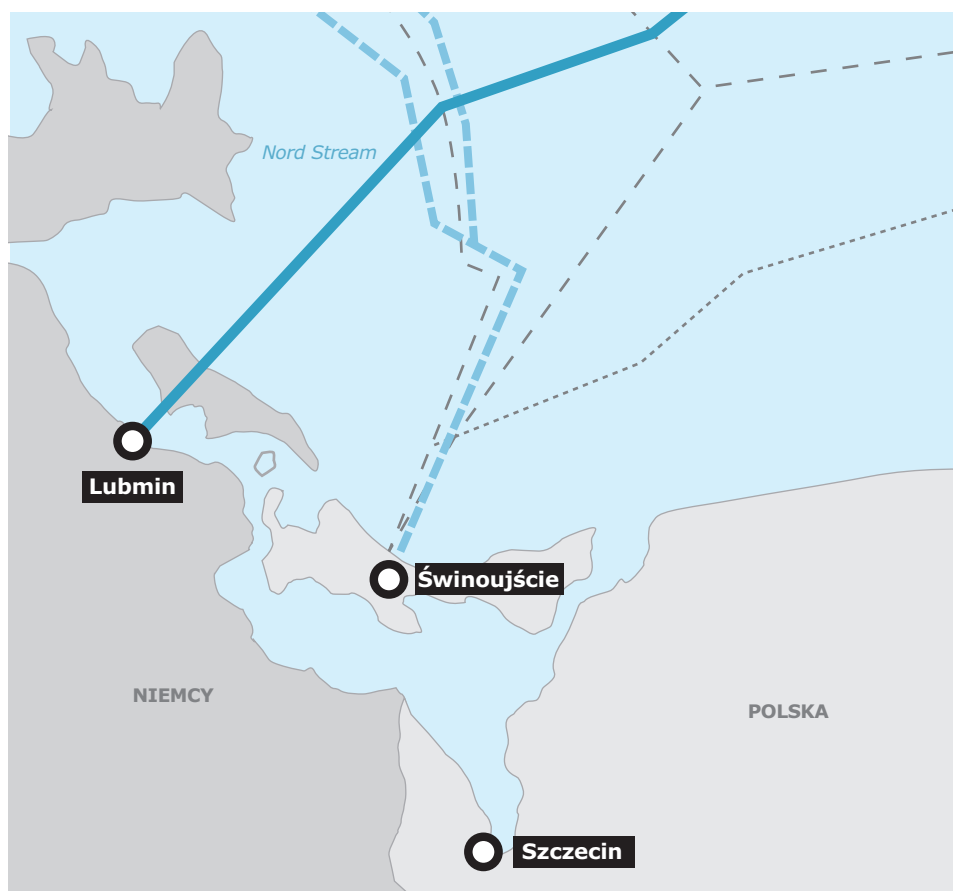
Dania i Finlandia ominęły ten problem - ich zdaniem alternatywą dla gazociągu podmorskiego nie mogą być rury na lądzie.

Polska obawia się, że statki transportujące skroplony gaz LNG do przyszłego terminalu LNG w Świnoujściu (który ma powstać w 2014 r.) mogą mieć kłopoty z bezpiecznym pokonaniem toru w miejscu, gdzie styka się rurociągiem. Statki jakimi będzie przyplwał gaz LNG do Świnoujścia mają 12,5 metra zanurzenia i choć przepłyną nad gazociągiem, to odległość ok. jednego metra między dnem statku a rurociągiem jest niewystarczająca i może doprowadzić do jego awarii.

Proponowana przez konsorcjum trasa gazociągu przecina tor wodny do portów w Szczecinie i Świnoujściu. A ponieważ rura ma być ułożona wprost na dnie morza, uniemożliwiłoby to bezpieczną żeglugę większych statków do polskich portów. Tor do portów ma głębokość 14,3 m, ale po ułożeniu na dnie rury, jego głębokość zmalałaby do 12,9 m. Tymczasem teraz do Szczecina i Świnoujścia wpływają statki o zanurzeniu 13,2 m. Pod znakiem zapytania stanęłaby eksploatacja planowanego w Świnoujściu gazoportu. Ma odbierać gaz dostarczany z Kataru statkami, które do bezpiecznej żeglugi wymagają toru o głębokości 14,3 m

Obecnie tor wodny do Świnoujścia ma 17,5 metra głębokości, Świnoujście rozbudowuje obecnie port zewnętrzny i zamierza przyjmować statki o głębokości zanurzenia 15 metrów. Średnica gazociągu Nord Stream to 1,5 m a wymagana głębokość od dna statku (jego stępki) do dna to 2,5 m oznacza to, że albo brakuje 1 metra głębokości albo statki jakie będą mogły przybijać do świnoujskiego portu będą mogły mieć zanurzenie 14, a nie 15 metrów.

Jednak Nord Stream dopiero we wrześniu 2009 roku odpowiedział na polskie zastrzeżenia. Konsorcjum sugerowało, by rządy Polski i Niemiec uzgodniły nowe tory wodne do Świnoujścia. Według polskich władz zwiększyłoby to ryzyko żeglugi do polskich portów, a zmiany torów wodnych nie przewidywały w ogóle niemieckie plany zagospodarowania przestrzennego na spornych akwenach. W ostatniej dekadzie grudnia 2009 r. kontrolowane przez Gazprom konsorcjum Nord Stream dostało od niemieckich urzędów zielone światło do budowy przez Bałtyk gigantycznego gazociągu z



- granice wód terytorialnych
- - - - granice wyłącznych stref ekonomicznych
- tory wodne polskich statków

Rosji. Urząd Górniczy w Stralsund zgodził się, by Nord Stream ułożył 50 km rury na wodach terytorialnych Niemiec. Federalny Urząd ds. Żeglugi Morskiej i Hydrografii (BSH) zezwolił na ułożenie 31 km gazociągu na obszarze niemieckiej strefy ekonomicznej na Bałtyku.

W lutym 2010 r. z powodu braku możliwości rozwoju w przyszłości skargi na decyzję BSH wniosły: Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście oraz Urząd Morski w Szczecinie. Niemiecki BSH w ostatnich dniach lutego 2010 r. zdecydował o zmianie trasy gazociągu na terenie niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Bałtyku

- dowiedziała się „Gazeta” ze strony internetowej BSH. Rura zostanie przesunięta nieco na północ, gdzie są głębsze wody, a ponadto zostanie zakopana na odcinku 4 km w poprzek toru wodnego do portu w Świnoujściu - wynika z komunikatu niemieckiego urzędu.

„Niemieckie władze spełniły polskie postulaty, by gazociąg Nord Stream „nie zagrażał ani teraz, ani w przyszłości dostępowi do portu w Świnoujściu” - stwierdził 3 marca 2010 r. w Budapeszcie szef naszej dyplomacji Radosław Sikorski. „Nord Stream zapewni nieograniczony dostęp do polskich portów” - ogłosiło 5 marca 2010 r. kontrolowane przez Gazprom konsorcjum, które chce przez Bałtyk ułożyć gazociąg z Rosji do Niemiec. Na początku maja 2010 r. w Berlinie przedstawiciele rządu prowadzili rozmowy z ekspertami administracji Niemiec i Nord Streamu. Polskich postulatów nie spełniono. W marcu polskie postulaty zostały załatwione połowicznie, ale tylko połowicznie. Niemiecki Urząd Górniczy w Stralsund zobowiązał Nord Stream do zakopania rury pod dnem morza na odcinku 20 km na niemieckich wodach terytorialnych. Dzięki temu nie będzie problemów z żeglugą przez tzw. tor zachodni do Świnoujścia. Spory budzi jednak ułożenie gazociągu przez tzw. północny tor do Świnoujścia, na wodach niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Bałtyku. Wspomniany powyżej urząd BSH na wniosek Nord Streamu przesunął nieco na północ pierwotną trasę gazociągu, nie żądając jednak, by go zakopać. Według polskiej administracji to za mało.

Pod koniec lipca 2010 r. federalny minister transportu Peter Ramsauer przyjechał z delegacją do Polski, ale w czasie tej wizyty także sprawy nie poszły w dobrym dla Polski kierunku. Strona niemiecka stwierdziła, że inwestor stoi na stanowisku, że nie może wkopać gazociągu w dno morskie - ingerując tym samym w środowisko naturalne Bałtyku - na podstawie niesprecyzowanych i nieformalnych idei strony polskiej dotyczących rozbudowy portu. W odpowiedzi na polskie argumenty Niemcy powołują się na punkt 28. decyzji Federalnego Urzędu Żeglugi i Hydrografii (BSH) w Stralsundzie, który wydał pozwolenie na budowę Gazociągu Północnego na niemieckich wodach. W punkcie tym zastrzeżono możliwość uzupełnienia w późniejszym czasie decyzji dotyczącej ułożenia rur, np. ich pogłębienia, „by już teraz nie tworzyć nie dających się pokonać przeszkód w planach rozbudowy” portu w Świnoujściu. Jednakże taki zapis jest zbyt nieprecyzyjny, by stanowił jakąkolwiek gwarancję dla polskiego portu.

Na początku grudnia 2010 r. kanclerz Niemiec Angela Merkel oznajmiła po konsultacjach „Obiecałam panu premierowi Tuszkowi, że jeśli w przyszłości pogłębienie dostępu do portu w Świnoujściu będzie musiało zostać dokonane, wtedy będą prawne ustalenia między nami, które to ułatwią”. Na początku lutego 2011 r. niemieckie ministerstwo transportu zaproponowało rozmowy o wytyczeniu nowego szlaku dla dużych statków

do Świnoujścia. Wymaga to jednak zmian w zatwierdzonym już przez Niemcy planie zagospodarowania przestrzennego Zatoki Pomorskiej, a przede wszystkim długich i kosztownych badań ewentualnej nowej trasy oraz usunięcia mielizn.

W połowie lutego 2011 r. w odpowiedzi na interpelację poselską Ministerstwo Infrastruktury napisało - „Prowadzona rozbudowa portu w Świnoujściu (terminal LNG) nie zakłada możliwości zwiększenia zanurzenia statków obecnie mogących wpływać do portu w Świnoujściu (13,2 m). Gazowce obsługujące terminal LNG będą miały zanurzenie 12,5 m. [...] Zarząd Morskich Portów Szczecin-Świnoujście (ZMPSiŚ), w przyjętej koncepcji rozwoju portu wewnętrznego w Świnoujściu do 2020 r., planuje w najbliższym czasie modernizację portu, która umożliwi przyjęcie statków o zanurzeniu 13,5 m i długości 300 m w pierwszym etapie. A docelowo - po modernizacji toru podejściowego - statków o zanurzeniu do 14,5 m. Gazociąg Północny na przecięciu z północnym torem wodnym jest ułożony na głębokości 17,5 m; pozostaje, więc 16 m głębokości dostępnej dla żeglugi [...] po interwencji polskiego rządu Nord Stream wykonał zagłębienie gazociągu na odcinku 23,6 km w obszarze morza terytorialnego Niemiec, na przecięciu z zachodnim torem wodnym do Świnoujścia. Jest to spełnienie polskich oczekiwań w zakresie trasy zachodniej[...] Polska wnioskuje do strony niemieckiej o zagłębienie Gazociągu Północnego jeszcze przed rozpoczęciem eksploatacji (napelnieniem gazem gazociągu) na długości 2,8 mili morskiej (5 km), co stanowi przedłużenie wykonanego już zagłębienia”.

Na początku kwietnia 2011 r. Polskie porty zaskarżyły w niemieckim sądzie zezwolenie na ułożenie gazociągu Nord Stream z Rosji w taki sposób, że uniemożliwi to żeglugę większych statków do Świnoujścia, blokując rozwój tego portu. BSH pod koniec lutego odrzuciło skargę polskich portów złożoną rok wcześniej na wydaną przez siebie decyzję. Tymczasem Nord Stream, stosując metodę faktów dokonanych, już położył rurę w poprzek północnego toru do Świnoujścia.

Negocjacje 2009-2010

Z początkiem stycznia 2009 r. rozpoczął się kolejny rosyjsko-ukraiński kryzys gazowy. W rezultacie, przestał być realizowany kontrakt zawarty w 2006 r. obowiązujący do końca 2009 r. (z opcją przedłużenia na 2 lata) pomiędzy PGNiG a RosUkrEnerg. Tego samego dnia, na wejściu z Ukrainą w Drozdowiczach dostawy zostały zredukowane do „minimalnego technicznie możliwego poziomu”. Polska odbierać zaczęła część gazu, który miał płynąć przez Ukrainę z rurociągu jamalskiego. 7 stycznia 2009 roku o godzinie 9:00 dostawy gazu w Drozdowiczach zostały całkowicie wstrzymane. Realizowane były natomiast zwiększone dostawy gazu ziemnego w Wysokoje na granicy polsko-białoruskiej. Bieżąca

realizacja dostaw gazu z kierunku wschodniego stanowiła 84 proc. zamówionej ilości paliwa. PGNiG poprosiło też Rosjan, by z gazociągu tranzytowego przebiegającego przez nasz kraj mogło odbierać dodatkowo 5 mln m³ gazu na dobę. Ale Gazprom nie zgodził się na to, by Polska mogła pobierać więcej gazu z rurociągu jamalskiego.

10 stycznia zwiększono przesył gazu do Polski przez terytorium Białorusi do 35,1 mln metrów sześciennych. Przez gazociąg Jamał - Europa płynęło o 25,5 mln metrów sześciennych, a przez układ gazociągów spółki Bieltransgazu - 9,6 mln metrów sześciennych paliwa więcej. Po spotkaniu z Władimirem Putinem w Davos premier Donald Tusk oświadczył 29 stycznia, że gazowe kłopoty Polski ustaną. 4 lutego resort gospodarki wystąpił do rządu o zaakceptowanie instrukcji i strategii negocjacyjnej z Gazpromem w sprawie dostaw gazu, które zrekompensowałyby nierealizowany kontrakt przez RosUkrEnergo (RUE) na zakup 2,3 mld m³ jaki miał obowiązywać do końca 2009 r.. Następnego dnia Gazprom zadeklarował gotowość do uzupełnienia dostaw gazu do Polski, ale po podpisaniu aneksu do umowy jamalskiej - poinformowało biuro prasowe resortu gospodarki dodając, że Waldemar Pawlak wystąpił już do premiera Tuska o zgodę na rozpoczęcie negocjacji. Ultimatum Gazpromu pojawiło się w przeddzień wznowienia rozmów Rosji z UE o energetyce. Po zakończeniu gazowego konfliktu Rosji z Ukrainą Polska jako jedyne państwo Unii miało kłopoty z dostawami gazu. Według zamysłów Rosjan, Warszawa ma prosić rząd Putina o zmianę umowy.

W sprawie terminu zawarcia porozumienia z Rosjanami rząd w Warszawie okazywał optymizm. 10 lutego wicepremier Pawlak wyraził przekonanie, że umowa może być podpisana do końca marca. 13 marca strony polska i rosyjska ustaliły, że rozmowy będą się toczyć na szczeblu korporacyjnym i rządowym. 19 marca wicepremier Pawlak zwrócił się do rządu Rosji o rozpoczęcie negocjacji w sprawie zwiększenia dostaw gazu.

Strona polska w momencie rozpoczęcia negocjacji podobnie jak 3 lata wcześniej nie była w łatwej sytuacji, ale sytuacja ta była i tak lepsza niż podczas poprzednich rund negocjacyjnych (lata 2002-2003 i 2006), gdyż:

1. kryzys finansowy przekładający się na sferę realnej gospodarki powodował spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w państwach europejskich
2. w trakcie realizacji była budowa kilku terminali importowych LNG na terenie państw UE, a moce terminali eksportowych LNG na terenie państw – eksporterów gazu ziemnego także były rozbudowywane - dawało to możliwość zwiększenia importu gazu drogą morską i większe możliwości dostaw po konkurencyjnych do rosyjskich cenach

Dwa powyższe czynniki spowodowały, że w 2009 i 2010 r. w państwach zachodnich Unii pojawiła się nadwyżka rosyjskiego gazu. Nadwyżki gazu i proces utraty rynku gazowego przez Gazprom w kilku znaczących państwach UE, dawały lepszą pozycję negocjacyjną

kupującym niż miało to miejsce w 2006 r., kiedy przy dobrej koniunkturze i niedostatecznie rozwiniętej infrastrukturze, gazu w UE brakowało i odbiorca musiał liczyć się z dyktatem producenta.

3. inne spółki działające na terenie UE miały już zniesione w swoich umowach klauzule przeznaczenia (czyli zakazujące reeksportu kupionego gazu). W 2002 r. w trakcie negocjacji gazowych pomiędzy stroną rosyjską a włoską doszło do sporu dotyczącego klauzuli reeksportu, Włosi zwrócili się do struktur unijnych o wykładnię prawną czy kontrakt z taką klauzulą może być zawarty. Komisja Europejska powołując się na prawo wspólnotowe mówiące o wspólnym obszarze gospodarczym i wolnym przepływie towarów pomiędzy państwami członkowskimi uznała taki zapis za sprzeczny z prawem UE. Umowa rosyjsko-włoska została zawarta w 2003 r., była to pierwsza umowa pomiędzy Gazpromem a niezależną od niego spółką z terenu UE, w której nie została zapisana klauzula zakazująca reeksportu gazu. W latach następnych w ramach negocjacji Gazprom wraz ze swoimi kontrahentami wykreślał klauzule przeznaczenia z kontraktów np. z austriackim OMV w 2005 r., z niemieckim E.ON. w 2005, z francuskim GdF w 2005 r. Tym samym otworzona została droga do zniesienia tej klauzuli w kontrakcie pomiędzy PGNiG a Gazpromem.
4. pomiędzy zakończeniem negocjacji w 2006 r. a negocjacjami z lat 2009-10 r. zostały przez UE przyjęte przepisy mówiące o dostępie stron trzecich do gazociągów przesyłowych i niedyskryminacyjnym traktowaniu wszystkich stron, co otwierało możliwość włączenia polskiego odcinka gazociągu jamalskiego do systemu, w którym istniała by możliwość kupowania gazu nie tylko od Gazpromu na innych warunkach cenowych (raz lepszych a raz gorszych).
5. w kontrakcie jamajskim istnieje zapis mówiący o możliwości rozpoczęcia rozmów o cenach gazu co 3 lata, czyli otwierało się kolejne „okienko negocjacyjne”. Przy spadających cenach gazu w państwach UE, zawarcie w pakiecie negocjacji cenowych byłoby z polskiego punktu widzenia właściwe.
6. Gazprom i PGNiG były w sporze o taryfy za przesył gazu rurociągiem jamalskim na jego polskim odcinku

Po wyżej argumenty znane były w momencie rozpoczęcia negocjacji. Ponadto rząd zamierzał kontynuować budowę terminala LNG w Świnoujściu. Argumentem po polskiej stronie był niedokończony kontrakt z RUE, w którym Gazprom posiadał 50% i którego w 2006 r. sam wskazał na pośrednika w handlu gazem.

Niemniej pozycja negocjacyjna PGNiG nadal nie była mocna, gdyż nie posiadał on możliwości dostaw z innego kierunku niż rosyjski i występowało:

1. ryzyko braku dostaw gazu
2. ryzyko szybkiej liberalizacji
3. ryzyko ceny

Ryzyko braku dostaw – ryzyko, które po zrealizowaniu byłoby dotkliwie dla największych odbiorców gazu ziemnego w Polsce, jednakże co ciekawe, nie dla PGNiG, gdyż minister właściwy do spraw gospodarki w momencie ogłoszenia rozporządzenia o ograniczeniu dostaw gazu i wprowadzeniu stopni zasilania zwalnia z mocy prawa polskiego PGNiG z odpowiedzialności za dostawy gazu. PGNiG nie ryzykuje bezpośrednio, ale pośrednio już tak, gdyż podważa to zaufanie do niego jako do dostawcy.

Ryzyko szybkiej liberalizacji – ani Polska ani polska spółka PGNiG nie były przygotowane do przeprowadzenia szybkiej liberalizacji rynku gazu. Powodów tego stanu rzeczy było kilka, po pierwsze należałoby podnieść bardzo szybko ceny gazu dla najmniejszych tzw. wrażliwych odbiorców (czyli tzw. kuchenkowiczów co oznacza podniesienie cen dla ponad 6 mln odbiorców), po drugie należałoby także w odpowiedni sposób zmodyfikować politykę taryfową PGNiG w stosunku do większych odbiorców dzieląc ich taryfy na część gazu jaka pobierana jest przez nich stale (niższa opłata za gaz) i sezonowo (wyższa opłata za gaz gdyż cena musiałaby zawierać w sobie koszty magazynowania). Po trzecie, nowy gracz na rynku odebrałby PGNiG na tyle dużą jego część, że musiałby zacząć płacić za nieodebrany a zakontraktowany gaz. Nowe ilości gazu byłyby sprowadzane do Polski przez PGNiG albo poprzez wolne moce odbioru na dwóch punktach odbioru gazu w Polsce znajdujących się na gazociągu jamalskim we Włocławku i Lwówku skąd PGNiG może odbierać w myśl kontraktu jamalskiego 2,88 mld m³ gazu, a można odbierać 5,4 mld m³ gazu rocznie, co uwolniłoby moce odbioru gazu przez punkt na granicy polsko-ukraińskiej w Drozdowiczach. Jednakże odpowiednio ustawiając warunki kontraktowe i posiłkując się obowiązującymi w Polsce przepisami dotyczącymi konieczności posiadania zapasów obowiązkowych można było opóźnić ten proces. Ryzyko to polegało na tym, że PGNiG zakontraktowałby stosownie duże ilości gazu, potrzebne na najbliższe lata, a następnie okazałoby się, że znajdują się na rynku nowe podmioty, które zaczną umieszczać na rynku do 2,5 mld m³ gazu rocznie. Taka sytuacja mogłoby skutkować tym, że albo krajowy monopolista w pewnym zakresie ograniczyłby krajowe wydobycie gazu albo musiałby płacić za pewną część nieodebranego gazu którą zobowiązał się odbierać w ramach klauzuli bierz lub płacić.

Ryzyko ceny – nie wiadomo jak kształtowały będą się w przyszłości ceny gazu LNG jaki mógłby być importowany poprzez terminal LNG, mogło i może się okazać, że ceny gazu importowane poprzez Świnoujście będą odczuwalnie większe od cen gazu jaki byłby do-

starczany przez Gazprom lub/i w ramach liberalizacji rynku przez Gazprom lub jego spółkę zależną dużym odbiorcom.

Strona polska mogła, po pierwsze negocjować z Gazpromem kontrakt średnioterminowy (5-6 letni) to znaczy obowiązujący do końca 2014 r. czyli do momentu kiedy już byłby oddany do użytku terminal importowy LNG w Świnoujściu oraz kiedy to od 2015 r. wzrastała ilość zamówionego rocznie gazu jaki PGNiG mógł odbierać z 7430 mln m³ do 8460 mln m³ jednakże wymagałoby to zgody Gazpromu czemu rosyjski potentat był (jak twierdzą polscy negocjatorzy) przeciwny, po drugie mogła negocjować zawarcie porozumienia w ramach istniejącego kontraktu jamalskiego czyli z datą obowiązywania do końca 2022 r., po trzecie próbować kupić gaz od któregoś z zachodnich koncernów, które wtedy miały go w nadmiarze. W tym trzecim przypadku wchodziły w grę dwie możliwości pierwsza odebranie gazu na granicy polsko-ukraińskiej i w takim przypadku niemiecki, francuski czy włoski kontrahent musiałby się porozumieć ze stroną ukraińską, druga to przesunięcie punktu odbioru gazu rosyjskiego tłoczonego gazociągiem jamalskim przez zachodnich kontrahentów (E.ON., WINGAS - spółka z prawie 50% udziałem Gazpromu, GdF Suez, VNG – spółka z 15% udziałem Gazpromu) z granicy polsko-niemieckiej w miejscowości Mallnow na granicę polsko-białoruską do miejscowości Kondratki. Druga możliwość byłaby w pełni zgodna z prawem UE i dawała możliwość większego odbioru gazu, poprzez dwa znajdujące się punktu odbioru gazu na gazociągu jamalskim, o około 2,3 mld m³ rocznie. Po czwarte zdając sobie sprawę z trudnej sytuacji PGNiG mógł przynajmniej teoretycznie stwierdzić, że określonym podmiotom przestaje dostarczać odpowiednie ilości gazu, a że rynek jest „zliberalizowany” (przynajmniej w teorii) to niech próbują znaleźć sobie na tymże rynku dostawcę, jednocześnie w takim przypadku PGNiG powinien zagwarantować możliwość wynajęcia odpowiednich minimalnych pojemności magazynowych, tak aby importerzy mogli spełnić warunki ustawy o zapasach. Oznaczałoby to, wejście na polski rynek bezpośredniego handlu paliwem gazowym Gazpromu lub wyznaczonej przez niego spółki i zaoferowanie bezpośrednich dostaw do dużych klientów. Niewiadomo na ile i w jakim zakresie umowy jakie posiadało PGNiG ze swoimi klientami umożliwiały w stosunkowo krótkim czasie ich wypowiedzenie czy renegowanie warunków dostaw.

W każdym z czterech przypadków zachodziło ryzyko szybkiej liberalizacji rynku to znaczy możliwości ulokowania na rynku znacznych ilości gazu za pomocą istniejącej infrastruktury, do której PGNiG i państwo polskie powinni być przygotowani, a nie byli. Ograniczanie wejścia nowych podmiotów na rynek jest trudne do przeprowadzenia, gdyż wymagałoby blokowania dostępu do magazynów, co naraża na konflikt z Komisją Europejską. Należało tym samym wybrać najlepszy z punktu widzenia negocjacji wariant. Wariantem tym były większe dostawy realizowane z gazociągu jamalskiego (gaz mógłby pochodzić od spółek ta-

kich jak Gas de France czy E.ON) czyli wariant trzeci, za takim wariantem przemawiały po pierwsze rozpływy gazu w polskim systemie przesyłowym, po drugie fakt, że w tym przypadku czyli liberalizacji przepływów na gazociągu jamalskim strona polska mogła liczyć na wsparcie Komisji Europejskiej.

Z pewnych powodów Gazpromowi i rządowi Rosji nie było na rękę rozwiązywanie problemu na ścieżce nazwijmy to siłowej, czyli takiej, w której w Polsce zaczęłoby brakować gazu. Po pierwsze strona polska nie zalegała z żadnymi płatnościami od wielu lat (ten argument może wydawać się dziwny w cywilizowanym świecie ale Gazprom odcinał nieraz gaz swoim odbiorcom ze względu na ich prawdziwe lub też domniemane zobowiązania za gaz), płaciła wysoką cenę na gaz ziemny, była 4 – 5 odbiorcą rosyjskiego gazu w państwach UE (po Niemczech, Włoszech a równorzędnie z Francją), miała podpisany kontrakt z dostawcą, którego wskazał Gazprom i to ów dostawca nie wywiązywał się z umowy. Polska była państwem należącym do Unii Europejskiej a Rosji i Gazpromowi zależało na utrzymaniu wizerunku wiarygodnego dostawcy gazu. Ponadto Gazprom posiadał nadwyżki gazu, z których zbytem miał problem, co nie było tajemnicą ani w 2009 ani w 2010 r. „Zamarzająca” Polska w takiej sytuacji wyglądałaby bardzo niepokojąco dla zachodnioeuropejskich kontrahentów. Ostatnią sprawą było to, że po kryzysie gazowym rosyjsko-ukraińskim na skutek działań państw południowych środkowej Europy, ale także na skutek uświadomienia sobie ryzyk związanych z dostawami gazu z Rosji, niemała część polityków zmieniła zdanie i opinię na temat bezpieczeństwa energetycznego, dywersyfikacji dostaw i solidarności energetycznej czego odzwierciedleniem materialnym było przyjęcie w II połowie 2009 r. tzw. III pakietu liberalizacyjnego. Pakiet ten był przygotowany przed wystąpieniem kryzysu rosyjsko-ukraińskiego z 2009 r., a po kryzysie prace nad nim uległy przyspieszeniu. Bezpośrednią reakcją na kryzys było wydanie rozporządzenia SOS w której nastąpiło określenie roli Komisji Europejskiej w zarządzaniu w okresie kryzysowym, czyli w sytuacji zakłócenia dostaw gazu. Wprowadzono konieczność przygotowania planów reagowania na poziomie krajowym na wypadek kryzysu – to jest pierwszy stopień reakcji w przypadku wystąpienia zakłóceń, po drugie wprowadzono obniżone progi reakcji rynkowej i dyplomatycznej UE przy braku dostaw 10% gazu w skali całej UE.

Możliwości dostaw kształtowały się w przypadku PGNiG na następujących poziomach: w 2009 r. – kontrakt jamalski 7460 mln m³ (w przeliczeniu na polską normę), poprzez przejście w Lasowie (kontrakt z niemieckim VNG) – 900 mln m³, wydobyte krajowe – 4300 mln m³ (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Dawało to razem zakontraktowane wielkości na 12660 mln m³. W latach 2010–2011 należało liczyć się z podobnymi wielkościami zagwarantowanych dostaw z tym, że w II połowie 2010 r. w związku planowanym z oddaniem do użytkowania gazociągu Hrubieszów – Zamość (o przepustowości 400 mln m³ rocznie) można było liczyć na większe dostawy na minimalnym poziomie 200 mln m³

rocznie (gdyż na taką wielkość został zawarty kontrakt w 2004 r. ukraińskim państwowym przedsiębiorstwem Naftohaz a jego koniec obowiązywania to 2020 r.) . Od 2012 r. (ewentualnie 2011 r. ale tutaj wiele zależało od strony czeskiej a właściwie od niemieckiego operatora czeskiej sieci będącego spółką zależną koncernu RWE) można było liczyć na dodatkowe dostawy 500 mln m³ nowobudowanym gazociągiem z Czech oraz 600 mln m³ rozbudowywanym przejściem z Niemcami w Lasowie.

Dodatkowo, polska strona przygotowując się do negocjacji powinna znać swój „punkt bólu”, czyli moment zarówno jeżeli chodzi o czas jak i proponowane zapisy, w którym nie można się już dalej uginać i iść na ustępstwa lub też przeciagać negocjacji. Problem z wyznaczeniem „punktu bólu” polega na tym, że w pewnym stopniu jest o punktem przesuwającym się i zmieniającym wraz z prowadzonymi negocjacjami (co wynika m.in. ze zmian w sytuacji zewnętrznej). Jeżeli chodzi o dostawy gazu ważną zmienną jest elastyczność substytucyjna i sezonowość sprzedaży gazu. Elastyczność substytucyjna mówi o tym, jaką część konsumpcji gazu ziemnego można zastąpić innymi nośnikami energii. O ile gospodarstwom domowym trudno jest to zrobić (tym bardziej, że priorytetowość dostaw gazu dla nich gwarantowana jest przez prawo) o tyle np. w przypadku rafinerii jest to możliwe. Polscy negocjatorzy powinni mieć w ręku dokument mówiący przykładowo, że dostawy do rafinerii można ograniczyć o 100% gdyż rafinerie mogą w całości przestawić się na olej opałowy tym samym rocznie konsumpcja mogłaby być niższa o np. 800 mln m³, następnie można ograniczyć dostawy gazu do zakładów chemicznych, zakłady chemiczne zamiast gazu ziemnego kupowałyby za granicą półprodukt (jeden z półproduktów), który robią z tegoż gazu czyli mocznik. Dzięki zakupom mocznika możliwe byłoby ograniczenie konsumpcji o przykładowo 1100 mln m³ . Oczywiście dokument omawiać winien wszystkie możliwości, wraz z problemami jakie wystąpiłyby przy realizacji danego scenariusza (np. jak wyglądałaby logistyka dostaw mocznika do zakładów chemicznych). Mając prognozowaną konsumpcję, wielkości jakie są w magazynach, wielkości jakie zostały zakontraktowane wraz z możliwościami ich ewentualnego podwyższenia a także zastępowalność gazu, możemy określić gdzie jest nasz punkt bólu i na ile wystarczy gazu. W prasie przedstawiciele rządu podawali dane dotyczące powyższych obliczeń, ale nigdy nie podali danej dotyczącej zastępowalności gazu ziemnego innymi substancjami. Tym samym albo takiego dokumentu nie było albo nosił odpowiednio wysoki gryf tajemnicy państwowej.

Stronie rosyjskiej zależało na:

1. podpisaniu możliwie jak najdłuższej umowy gazowej na możliwie jak największe wielkości dostaw po niezmienionej cenie
2. uzyskaniu najniższych możliwych stawek za przesył polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego
3. uzyskaniu możliwie największego wpływu na funkcjonowanie gazociągu jamalskiego

Dość szybko Moskwa zażądała, aby EuRoPol Gaz nie musiał zatwierdzać swych taryf przesyłowych u prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co było równoznaczne z wyłączeniem gazociągu jamalskiego spod polskiej jurysdykcji. Dzięki temu zarząd EuRoPol Gazu mógłby ustalać wysokość taryf nie oglądając się na obowiązujące u nas przepisy. Na przyznanie EuRoPol Gazowi swobody na odcinku kształtowania cennika za usługi przesyłowe musiałaby się zgodzić Urząd Regulacji Energetyki i Komisja Europejska. W UE firmy gazociągowe są czasem zwalniane z obowiązku zatwierdzania taryf po to, by zwiększyć rentowność ryzykownych inwestycji i stosować wyższe opłaty, jednakże dotyczy to nowych gazociągów i dzieje się to przez ściśle określony okres czasu. A Gazprom starał się stawki obniżyć na gazociągu, który miał już ponad 10 lat i w znacząco dłuższym okresie niż miało to miejsce w innych państwach UE.

Premier Donald Tusk powiadomił 2 kwietnia 2009 roku, że rozmowy między PGNiG a Gazpromem w sprawie krótkoterminowego kontraktu na dostawę gazu „właściwie” są „dopięte”. Zdaniem szefa rządu, „premier Putin jest gotów do daleko idącej współpracy” i warto, żeby „obaj dalej pracowali na rzecz poprawy” relacji polsko-rosyjskich. Jednak polsko-rosyjskie spotkanie rządowe 7 maja, poświęcone dostawom rosyjskiego gazu do Polski, nie przyniosło przełomu. Kluczowe kwestie wymagały dalszych negocjacji. Dzień później jednak Gazprom zgodził się dostarczyć Polsce od połowy maja do końca września dodatkowy miliard metrów sześciennych gazu (1,1 mld m³ gazu wg norm GOST). Tym samym Rosjanie wywiązali się z części zobowiązań przypadających na ich wielkość udziałów w RosUkrEnergo (mieli 50% akcji), oraz podtrzymali negocjacje o dalszych dostawach, a także powstrzymali Warszawę przed interwencjami w Brukseli co wiązałyby się z wciągnięciem jej jako strony, a na tym stronie rosyjskiej nie zależało. 12 maja na warunki tej dostawy zgodził się zarząd PGNiG. Dodatkowy gaz z Rosji zaczął płynąć po 20 dniach - 2 czerwca.

Na początku października okazało się, że z tej „kroplówki” w wysokości miliarda metrów sześciennych gazu, który miał być odebrany do końca września, PGNiG przejął niecałe 700 mln metrów sześciennych. PGNiG usprawiedliwiało się tym, że w lecie popyt na gaz był niższy niż się spodziewano. Dlaczego jednak, od razu nie zawarto z Rosjanami umowy przewidującej dostawę do końca października lub listopada, jeżeli strona polska wiedziała, że działa w warunkach kryzysu gospodarczego i popyt na gaz może kształtować się bardzo różnie, nie wiadomo. Wiadomo natomiast, że nie odebrany gaz przydałby się na początku 2010 roku, kiedy gwałtownie spadła temperatura.

W połowie roku pada propozycja przesunięcia punktu odbioru gazu na gazociągu jamalskim z niemieckiego Mallnow do polskich Kondratek czyli przesunięcia gazowej granicy UE tam gdzie ona powinna się znajdować co umożliwiłoby to odbieranie dodatkowych ilo-

ści gazu od innych dostawców. Ale propozycja ta jest sprzeczna ze stanowiskiem Gazpromu. W UE linie energetyczne i sieci przesyłu gazu objęte są prawem dostępu stron trzecich, tymczasem, nikt oprócz PGNiG i Gazpromu, nie mógł zamówić transportu gazu do Polski Jamałem. Polska nie miała możliwości zakupu większych ilości gazu z gazociągu jamalskiego ponad to, co wynikało z jej kontraktu z Gazpromem, czyli 2,88 mld metrów sześciennych paliwa rocznie. „Kommiersant” (dziennik należący do Gazpromu) cytuje w tym czasie anonimowego przedstawiciela PGNiG, który - jak zaznacza gazeta - inicjatywę z taką propozycją ocenia jako „nazbyt kategoryczną”. „Wiemy, że Gazpromu nie urządzi taka propozycja. I mamy inne warianty” - przytacza „Kommiersant” słowa swojego rozmówcy w PGNiG. Dodatkowo w lipcu PGNiG uiszcza opłatę na rzecz RUE za dostawy gazu za miesiąc grudzień 2008 r., która została wstrzymana jako zabezpieczenie roszczeń za niewykonany kontrakt, co pozbawiło stronę polską jednego z argumentów w negocjacjach.

Po spotkaniu 1 września 2009 z premierem Władimirem Putinem na Wybrzeżu, Donald Tusk ocenił, że jednak jest szansa na rychłe zakończenie negocjacji i podpisanie kontraktu na dodatkowe dostawy rosyjskiego gazu do Polski. Kłopoty są, ale mają one charakter „bardziej techniczny” – zauważył z kolei premier Rosji. Do problemów zaliczył kwestię podziału wpływów w EuRoPol Gazie.

3 listopada zarząd PGNiG przyjął tzw. pakiet uzgodnień zawarty we „Wspólnym oświadczeniu pomiędzy OAO Gazprom i PGNiG SA dotyczącym współpracy w sferze gazowej”. Porozumienie zakładało przedłużenie okresu obowiązywania istniejącego kontraktu długoterminowego z 2022 roku do roku 2037 oraz ustalało poziom dostaw gazu na 10,27 mld metrów sześciennych. Nie zmieniła się (gdyż nawet nie była przedmiotem negocjacji) ustalona przed 4 laty formuła cenowa. Zgodnie z wynegocjowanym porozumieniem taryfy EuRoPol Gazu powinny być ustalane na takim poziomie, aby zapewnić „bufor płynności finansowej” umożliwiającą spółce regulowanie bieżących kosztów funkcjonowania, wszelkich zobowiązań publiczno-prawnych, oraz obsługę zadłużenia czyli 21 mln zł zysku netto rocznie przy posiadanych aktywach rządu 7 mld zł. Wynegocjowany poziom taryfy zdaniem przedstawicieli stron stwarzał „warunki dla rozwoju spółki oraz zapewniał długoterminową rentowność jej działalności”.

27 listopada osobom sceptycznym wobec porozumień z Rosją przyszedł jej na odsiecz Michaił Krutichin, analityk rynku gazowego z agencji RusEnergy. „Po co Polakom taka umowa?” – pytał rosyjski ekspert na łamach dziennika „Kommiersant”. Jego zdaniem porozumienie jest korzystne przede wszystkim dla Gazpromu. „Przecież mają dzisiaj poważne dźwignie nacisku na rosyjskiego monopolistę, a nieoczekiwanie dobrowolnie wyrzekają się ich na korzyść Moskwy”. Krutichin przypominał, że w Świnoujściu wkrótce zostanie zbudowany terminal do odbioru gazu skroplonego (LNG) z Kataru, a wzniesienie jeszcze

jednego takiego terminalu planowane jest w Gdańsku. Zawieranie w tych okolicznościach umowy w sprawie wieloletnich zakupów gazu rurociągowego z gwarantowaną wielkością dostaw i ceną wydaje się kontrowersyjne. „Polska opozycja zyskuje mocny atut w polemice z rządem” - ocenił Krutichin. Rosyjski ekspert twierdził, że nawet jeśli połączenia Nord Stream (Gazociąg Północny) i South Stream (Gazociąg Południowy) osiągną przewidzianą moc przesyłową, nie zdołają wypełnić wszystkich zobowiązań kontraktowych Gazpromu w Europie przy całkowitej rezygnacji z tranzytu przez Ukrainę. „W tych okolicznościach korytarz Białoruś-Polska nabiera szczególnego znaczenia” – dowodził Krutichin.

10 grudnia 2009 Ministerstwo Gospodarki powiadomiło, że negocjacje gazowe są zakończone, dodając, że Polska i Rosja uzgodniły w Moskwie treść porozumienia międzyrządowego w sprawie dostaw gazu. - Wynegocjowane już międzyrządowe porozumienie nie trafi na posiedzenie rządu, zanim nie będzie wiążących uzgodnień między firmami - PGNiG i Gazpromem - powiedział 18 grudnia wicepremier Pawlak. Zdaniem wicepremiera Polska wygląda jak „dziwny i niejasny kraj, gdzie jest tylu decydentów”. W naszym obozie trzeba sprawy ułożyć, niepodobna, by „poszczególne osoby, spółki, doradcy” występowały w „różnych orkiestrach” - ciągnął. Wicepremier ubolewał, że nie może wyznaczać PGNiG terminu zakończenia rozmów, ponieważ nie sprawuje nadzoru nad spółką.

Pozostawał EuRoPol Gaz i zobowiązania, jakie wobec tej firmy zaciągnął gazowy potentat - Gazprom. Uzgadniając porozumienia z Rosją, Polska podpisała się pod oświadczeniem, że z zakończeniem negocjacji wszystkie sporne kwestie zostały wyjaśnione i uregulowane, co akurat na odcinku zobowiązań Gazpromu wobec EuRoPol Gazu nie było prawdą. W zależności od przyjętej metodologii liczenia sporne należności taryfowe za lata 2006 - 2009 wynosiły od 80 do 300 mln dolarów. Sprawa stała się kością niezgody w relacjach Polska - Rosja, PGNiG - Gazprom a także Ministerstwo Gospodarki - Ministerstwo Skarbu Państwa.

Tak skończył się rok 2009 i zaczął nowy 2010, annus horribilis. Zarząd PGNiG powiadomił 28 stycznia, że poprzedniego dnia w Moskwie podpisano trójstronne porozumienie między PGNiG, OAO Gazprom Export i EuRoPol Gaz. Porozumienie przewidywało przedłużenie kontraktu jamalskiego na dostawę gazu ziemnego z Rosji do Polski do 31 grudnia 2037 roku oraz możliwość zwiększenia wolumenu dostaw gazu ziemnego zgodnie z obowiązującym kontraktem maksymalnie do poziomu 10,2 mld m³ gazu według polskiej normy (11 mld m³ według rosyjskiej normy GOST). Oprócz tego, porozumienie przewiduje przedłużenie kontraktu na przesył gazu przez terytorium Polski gazociągiem jamalskim do 2045 roku na dotychczasowych warunkach. Podsumujemy: porozumienie PGNiG a Gazpromu zapewnia przesył rosyjskiego gazu przez nasze terytorium na Zachód przez kolejne 37 lat oraz upust na cenie odbieranego gazu w zamian za odstąpienie przez Polskę od roszczeń wobec Gazpromu z tytułu zaległych opłat za tranzyt.

11 lutego rząd przyjął uchwałę zatwierdzającą umowę gazową z Rosją w trybie obiegowym, czyli nie na posiedzeniu rządu. W tym samym dniu zarząd i rada nadzorcza PGNiG zaakceptowały porozumienie z Gazprom Exportem. Ale umowa gazowa z Rosją zaniepokoiła UE.

Komisja Europejska poprosiła polski rząd o wyjaśnienia w sprawie umowy gazowej z Rosją. Obawy Komisji budziły doniesienia o przyznaniu Gazpromowi ulgowych opłat za przesył gazu, podczas gdy w UE takie opłaty muszą być ustalane na przejrzystych zasadach, jednakowych dla wszystkich firm. Wątpliwości budziły też ustalenia o przyznaniu Gazpromowi do 2045 r. wyłączności na tranzyt gazu a także utrzymany zapis o zakazie reeksportu. Według prawa UE, właściciele gazociągów nie mogą ograniczać dostępu do gazociągów, gwarantując monopol wybranym firmom. Komisja Europejska miała liczne zastrzeżenia co do zgodności gazowej umowy z prawem europejskim. Bruksela zapowiedziała, że pozwie Polskę do Trybunału Sprawiedliwości UE, jeśli nasz rząd nie odblokuje dostępu do Jamału dla konkurencji. Były szanse na spełnienie wymogów UE, gdyż od września funkcję operatora gazociągu jamalskiego, zgodnie z zapisami wynegocjowanej umowy, powinna przejąć firma Gaz-System, która podlega Ministerstwu Skarbu. Jednak to, czy Warszawa wypełni europejskie prawo, miało zależeć od tego, jak zostaną ustalone w umowie operatorskiej uprawnienia Gaz-Systemu.

Ponadto należy dodać, że znowelizowane wiosną 2010 r. polskie prawo energetyczne wymaga, by operatorem wszystkich gazociągów przesyłowych w Polsce był państwowy Gaz-System, właściciel krajowej sieci gazociągów przesyłowych. Prawo europejskie nie pozwala bowiem firmom handlującym gazem (tak jak PGNiG czy Gazprom), by jednocześnie zajmowały się transportem gazu. Rosjanie zgodzili się, by Gaz-System był operatorem jamalskiej rurociągu.

Rozpoczęło się „przeciąganie liny” o zakres uprawnień, jakie otrzymać miał Gaz-System. Firma ta, mogła zostać prawdziwym operatorem gazociągu, sprawującym jak mówią prawnicy władztwo nad rzeczą, dzięki czemu strona Polska mogłaby odbierać z gazociągu jamalskiego paliwo nie tylko na zlecenie Gazpromu, ale także zachodniej firmy, która np. ma punkt odbioru swojego gazu na polskiej zachodniej granicy (punkt Mallnow). Mogło pozostać też tak jak było dotychczas, czyli ograniczyć się do bieżącej administracji technicznej gazociągiem. Negocjacje pomiędzy EuroPol Gazem a OGP Gaz Systemem przeciągały się. Ze względu na przepisy prawa, strony wiedziały, że jeśli nie dojdą do porozumienia do 11 września, to według prawa energetycznego operatora Jamału i zakres jego uprawnień wyznaczy prezes Urzędu Regulacji Energetyki. W takim przypadku prawdopodobne było wystąpienie jedne-



go z dwóch konfliktów albo z Rosjanami - jeśli ich zdaniem uprawnienia będą zbyt duże, albo z Brukselą - jeśli uzna ona uprawnienia za niewystarczające. W lipcu KE zażądała od Polski, by umożliwił wykorzystanie gazociągu jamalskiego do dostaw gazu z Niemiec do Polski, wprowadzając tzw. rewers gazociągu (tzw. „wirtualny rewers”). Wprowadzenie takiego rozwiązania umożliwiłoby spółce handlującej gazem zamówienie „wirtualnego” transportu gazu Jamałem z Niemiec do Włocławka lub Lwówka, gdzie znajdują się dwa punkty odbiorcze gazu z Jamału na terenie RP. W tych dwóch punktach handlowiec mógłby tą „wirtualną” partię gazu wymienić na gaz fizycznie dostarczony z Rosji. „Wirtualny rewers” umożliwiłby firmom z UE pozostawianie w Polsce gazu transportowanego jamalską rurą do Niemiec. Jednakże aby taka operacja mogła być przeprowadzona Gaz-System musiał mieć pełnię praw do bieżącego zarządzania Jamałem. Po wprowadzeniu „wirtualnego rewersu” nadal kupowalibyśmy gaz dostarczany z terenu Rosji, ale nie tylko od Gazpromu i nie tylko na warunkach umownych Gazpromu.

Sytuacja strony polskiej była tym trudniejsza, że wcześniej zgodziła się ona na wszelkie zapisy, które z prawem UE były sprzeczne a które to zapisy, gdyby zostały zaakceptowane mogłyby być wykorzystywane przez Gazprom w negocjacjach z innymi państwami. Pamiętać należy, że Polska miała niedobory gazu na zimę szacowane wówczas zależności od prognoz na 0,5 – 1,2 mld m³, więc czas w sporze grał na korzyść Rosjan pomimo, że w tym samym czasie Gazprom miał poważne problemy z eksportem swojego gazu a jego surowiec wypychany był z rynków państw zachodniej części UE przez dostawców tańszego gazu z Norwegii czy Kataru. Liczyły się długoterminowe interesy.

Bruksela domagała się, aby umowy na transport gazu zawierał Gaz-System, a nie EuRoPol Gaz. I także Gaz-System ma ustalać taryfy za transport gazu, nie wiążąc się kuriozalnym zapisem z umowy rządów Polski i Rosji. Ten zapis wymaga, aby stawki za transport gazu kalkulować tak, by dały firmie EuRoPol Gaz maksimum 21 mln zł czystego zysku rocznie. Dodatkowo chodziło o zniesienie klauzuli przeznaczenia czyli tak zwanego zakazu reeksportu, która sprzeczna jest z prawem UE. Strona polska podczas negocjacji z Rosjanami w ogóle nie podnosiła sprawy zniesienia obowiązywania tej klauzuli w kontrakcie jamalskim. Ta niezgodność także została zasygnalizowana przez MSZ przy opiniowaniu umowy polsko-rosyjskiej.

Wicepremier Pawlak oskarżał KE o stawianie „drastycznych żądań”, zwłaszcza w porównaniu do gazociągu Nord Stream, „- W stosunku do Nord Streamu nie było oczekiwań dotyczących zasady dostępu strony trzeciej czy ustanowienia operatora niezależnego”. Problem polega na tym, że Bruksela nie mogła stawiać warunków wobec gazociągu, który przebiega przez międzynarodowe wody. Natomiast postawiła je wobec lądowych odnóg (nazywających się OPAL i NEL) Nord Streamu w Niemczech. Na gazociągu NEL nie ma w nich żadnych ograniczeń dla konkurencji w transporcie gazu na niemiecki rynek. W jednej z odnóg o nazwie OPAL, będącej gazociągiem tranzytowym (podobnie jak Jamał) Bruksela dopuściła do ograniczenia konkurencji w tranzycie, ale dotyczy to tylko połowy przepustowości rury przewidzianej na tranzyt. Ponadto w czasie kiedy trwały polsko-rosyjskie negocjacje Unia Europejska przygotowała i uchwaliła w 2009 r. tak zwany III pakiet energetyczny zmierzający do jeszcze większej liberalizacji rynku gazu ziemnego, w tym między innymi przewidujący oddzielenie w większym stopniu spółek związanych z handlem gazem od spółek zajmujących się jego transportem.

Trzeci pakiet energetyczny ma w na celu ochronę Europy przed zależnością od dostawców gazu spoza UE, między innymi takich jak Gazprom. Od początku istnienia polską częścią gazociągu jamalskiego rządziła spółka EuRoPol Gaz należąca do

PGNiG, Gazpromu i Gaz Tradingu - firm handlujących gazem, a zgodnie z przepisami UE firmy handlujące gazem nie mogą zarządzać gazociągami, by nie blokować konkurentów. Muszą oddać zarząd w ręce niezależnych firm, które będą podpisywać kontrakty na transport gazu, ustalać opłaty za te usługi i decydować o inwestycjach w budowę systemu rur. Polskie propozycje i warunki jakie zostały wynegocjowane w ramach kilkunastomiesięcznych rozmów nie tylko szły pod prąd reform UE, ale mogły im jeszcze zaszkodzić.

W Brukseli panowała w tym czasie opinia, że Gazprom celowo narzuca nam umowę sprzeczną z europejskim prawem, aby sprawdzić, czy UE zdoła zreformować gazowy rynek. W całym ogólnym zamieszaniu udział bierze Komisja Europejska, Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa, Ministerstwo Spraw Zagranicznych, PGNiG, Gaz – System, EuroPol Gaz, Gazprom, rząd Federacji Rosyjskiej. Komisja Europejska deleguje swoich przedstawicieli do pomocy w negocjacjach Polski ze stroną rosyjską, co daje między innymi ten efekt, że dość szybko zostaje wykreślona z kontraktu jamalskiego klauzula mówiąca o zakazie reeksportu gazu. Sytuacja dla władz Polski była mało zręczna, z jednej strony musi negocjować z pomocą KE porozumienia gazowe gdyż wynegocjowane wcześniej są sprzeczne z prawem UE, a z drugiej strony rząd polski w ramach zbliżającej się prezydentury jako priorytet stawia sprawy bezpieczeństwa energetycznego, wspólna politykę energetyczną i stosunki na poziomie UE – Rosja, nie na poziomie państwa członkowskie UE – Rosja.

Ostatecznie rząd polski KE przekazał tylko opinię URE, stwierdzającą, że „Gaz-System będzie mógł sprawować funkcję operatora gazociągu jamalskiego w zakresie przewidzianym przez prawo”. Komisja domagała się dostępu właśnie do tej umowy operatorskiej. Ale Ministerstwo Skarbu wysłało KE tylko omówienie umowy, twierdząc, że nie może przekazać całego tekstu, ponieważ jest objęta tajemnicą handlową.

27 października 2010 r. – rząd akceptuje w trybie obiegowym aneks do umowy gazowej z Federacją Rosyjską, po czym 29 października 2010 r – wicepremier rządu FR Igor Sieczin i wicepremier rządu RP Waldemar Pawlak podpisują międzyrządową umowę. „Państwowy Gaz- System nie przejmie pełnego zarządu nad jamalskim gazociągiem tranzytowym, który należy do EuRoPol Gazu (spółki PGNiG i Gazpromu). Taryfy za transport gazu będzie nadal ustalać EuRoPol Gaz, kalkulując je tak, by zysk netto spółki nie przekraczał 21 mln zł rocznie. O uprawnieniach Gaz-Systemu przesądza tzw. umowa operatorska tej spółki z EuRoPol Gazem. - Uzgodniono mechanizm teoretycznego wykorzystania wolnych mocy gazociągu

Jamał - Europa. Ale ze względu na system wstępnej rezerwacji mocy do 2035 r. gazociąg całkowicie zajmą kontrakty Gazpromu. Gdyby pojawiły się wolne moce, to Gaz-System co do zasady będzie mógł udostępnić je innym dostawcom” - cytował “Kommersant” wiceprezesa Gazpromu Aleksandra Miedwiediewa. Ale wiceprezes Gazpromu wykluczał, by w rurze znalazło się miejsce dla konkurencji.

- ¹ W negocjacjach na temat warunków dostaw rosyjskiego gazu do Polski, jakie odbyły się pod koniec 2000 roku, pośrednik - Gaz Trading - stawiał PGNiG bardzo twarde warunki, grożąc wstrzymaniem dostaw gazu. A pozycja przetargowa strony polskiej była słaba, gdyż PGNiG nie miał możliwości odbioru innego gazu niż rosyjski. Załóżmy, że PGNiG po raz kolejny negocjuje dostawy gazu. Gdyby istniał rurociąg z Morza Północnego, PGNiG posiadałaby wybór pomiędzy dostawami gazu norweskiego a rosyjskiego. Taki argument byłby jednak niedorzeczny, gdyż dywersyfikacja dostaw odbywała się za pośrednictwem gazociągu Bernau - Szczecin. Wówczas bowiem PGNiG negocjowałby dostawy i ze Wschodu, i z Zachodu za pośrednictwem firm prezesa Gudzowatego. W tej sytuacji nie miałyby znaczenia, czy gazociągiem z Bernau szedłby gaz rosyjski, czy norweski. Dziś rynek gazowy funkcjonuje na podstawie operacji swap - kupuje się gaz z jednego źródła, a następnie odsprzedaje kolejnemu odbiorcy. Gaz byłby prawdopodobnie rosyjski, gdyż w Niemczech jest go pod dostatkiem, choć być może przesyłano by także gaz norweski lub holenderski.
- ² W tym czasie prasa w Federacji Rosyjskiej konsekwentnie zamieszczała opinie krytyczne wobec polskich dążeń do zróżnicowania źródeł dostaw gazu.
- ³ Od strony ryzyka i kosztów budowa gazociągu Bernau - Szczecin była starannie przemyślana. Ryzyko cen po stronie niemieckiej i sprzedaży gazu w kraju bierze na siebie PGNiG (to on miał zakontraktować gaz). Zakładając, że rurociągiem przesyłano by 5 mld metrów sześciennych gazu rocznie można przyjąć, że przychody spółki IRB wynosiłyby 15 mln euro rocznie, a gazociąg, po odliczeniu kosztów jego funkcjonowania, zwróciłby się w czasie 10 – 12 lat.
- ⁴ Mimo że gaz „niemiecki”, którego cena była porównywalna z norweskim i duńskim, byłby droższy od paliwa rosyjskiego.
- ⁵ Budowany obecnie w Niemczech wzdłuż granicy z Polską gazociąg OPAL, jedna z dwóch odnóg gazociągu Nord Stream, jest „pieremyczką” przesuniętą o około 500 km na zachód, a gazociąg NEL biegnący z Greisfaldu na zachód Niemiec i dalej do Holandii to w rzeczywistości druga nitka gazociągu jamalskiego.
- ⁶ Po raz pierwszy Gazprom zaczął używać tego argumentu w trakcie negocjacji z Polską w 1994 roku.
- ⁷ Goszczący we wrześniu 1996 roku w Polsce szef Gazpromu Rem Wiachiriew stwierdził, że wymyślone w Europie zasady, zgodnie z którymi dostawy surowców strategicznych powinny pochodzić z co najmniej trzech źródeł, są przestarzałe. - Czy to będzie jedna trzecia, czy dwie trzecie, wszystko jedno. Jak ułożysz na rynku, tak będziesz miał – mówił Rem Wiachiriew.
- ⁸ Łączna moc elektrowni w Polsce wynosiła w 2003 roku 34 tys. MW.
- ⁹ W istocie chodziło o nie tak szybki, jak przewidywano pierwotnie wzrost zużycia gazu ziemnego w północnych Niemczech.
- ¹⁰ W polsko-rosyjskiej umowie o budowie gazociągu z 25 sierpnia 1993 roku znajduje się następujący zapis dotyczący pokrycia kosztów budowy: „Obie strony będą wspierały działania Spółki Akcyjnej w celu pozyskania kredytów na finansowanie budowy systemu gazociągów tranzytowych proporcjonalnie do wykorzystywanej mocy”.
- ¹¹ Ulgi w podatku CIT i stawkach celnych EuRoPol Gaz otrzymał dzięki decyzji wiceministra finansów Waldemara Manugiewiczza we wrześniu 1997 roku, tuż przed wyborami.
- ¹² CNG – sprężony gaz ziemny, gaz pod ciśnieniem 240 – 300 bar, może być przewożony statkami na ekonomicznie konkurencyjnych warunkach do portów odległych nie więcej niż 1500 km.

Część II. **Rzeczywistość nie dorosła do prognoz**

*„Przewidywanie jest trudne,
zwłaszcza jeżeli chodzi o przyszłość”.*

Niels Bohr, fizyk duński

Opowieść o prognozach ekonomicznych pisanych przez różne ośrodki państwowe i podmioty pracujące na zlecenie państwa w ostatnich 20 latach, a także na następne lat 20, mogłaby stanowić temat niejednego doktoratu z historii, ekonomii czy politologii.

Poniżej opisane będą dzieje szacunków zużycia gazu ziemnego przez Polskę oraz konsekwencje, jakie te a nie inne przewidywania za sobą niosły, jeżeli chodzi o podejmowanie decyzji handlowych i inwestycyjnych. Pierwszą z cyklu prognoz konsumpcji gazu był raport przyjęty w grudniu 1992 roku przez Komitet Ekonomiczny przy Radzie Ministrów (KERM).

Sprawozdanie, stworzone na podstawie analiz MFW dotyczących dostaw gazu wieszczyło, że w roku 2010 w Polsce będzie zużywanych 27-35 mld metrów sześciennych gazu. Prognozy zawarte w tym dokumencie były opracowane między innymi przez nieistniejącą obecnie, ale na początku lat 90. największą firmę doradczą na świecie – Arthur Andersen.

Przewidywania te stanowiły podstawę do rozmów delegacji polskiej (rząd i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo) z Rosjanami (Gazprom i władze Federacji Rosyjskiej) na temat kontraktu jamalskiego. Dziś, po tylu latach, niełatwo dociec, jakie właściwie przesłanki skłoniły autorów opracowania do przedstawienia tak śmiałych przewidywań dotyczących – niemal dwukrotnie wyższego niż w rzeczywistości miało to miejsce - zużycia gazu w Polsce.

Ze strzępów wypowiedzi prasowych osób uczestniczących wówczas w działaniach rządu można dowiedzieć się, że zakładano między innymi znaczący rozwój energetyki opartej na spalaniu gazu ziemnego (około 1/3 mocy w polskim sys-

temie elektroenergetycznym miały stanowić turbiny gazowe), a co za tym idzie m.in. szybsze ograniczanie udziału górnictwa węgla kamiennego i brunatnego.

Umowa wynegocjowana na podstawie tych prognoz konsumpcji przewidywała, że w latach 1998 – 2020 mieliśmy kupić od Rosji 242 mld metrów sześciennych gazu. Dostawy miały się rozpocząć w 1997 roku i stopniowo wzrastać do 13 mld metrów sześciennych w 2010 roku.

W dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 r.” z 1995 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) oraz Ministerstwo Przemysłu przepowiadały zużycie 22-27 mld metrów sześciennych w roku 2010, zatem prognoza z 1992 roku została w tym dokumencie skorygowana w „dół”.

Rok później, w 1996 roku, Polska Akademia Nauk przewidywała zapotrzebowanie w tym samym 2010 roku na 16-23 mld metrów sześciennych.

W zapowiedziach tych, na uwagę zasługują dwa zjawiska. Po pierwsze, skala spodziewanego (znacznego) wzrostu konsumpcji gazu, a po drugie szerokie widełki prognozy, co szczególnie widać w danych PAN. Kiedy w 1996 roku PAN przedstawiał swoją prognozę i kiedy w tymże samym roku PGNiG podpisywał z Gazpromem umowę jamalską, zużycie gazu w Polsce wynosiło 9,4 mld metrów sześciennych.

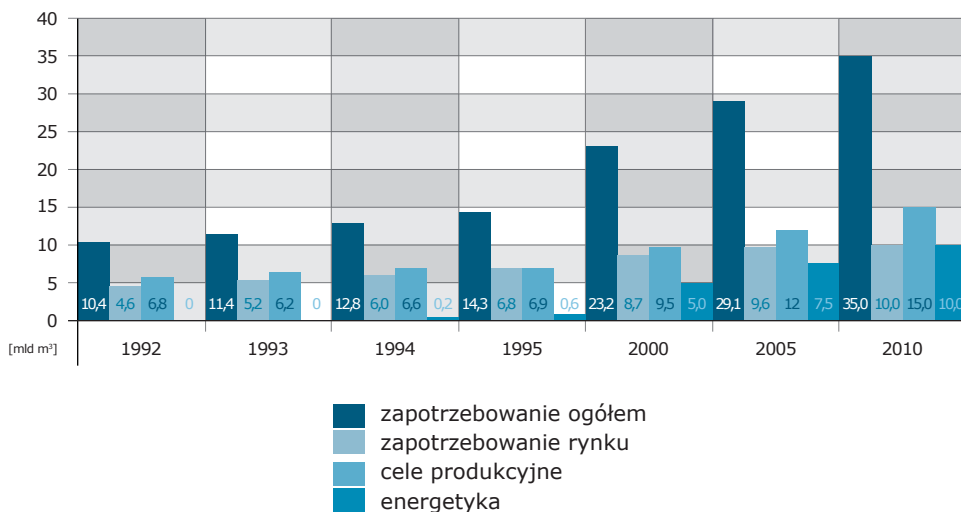
Zastanawia jeszcze kolejny aspekt. Choć polscy negocjatorzy, uczestniczący w rozmowach z Rosjanami mieli szacunki zużycia gazu w naszym kraju do 2010 roku, zawarli umowę na 25 lat, do roku 2020 roku.

PGNiG nie mogło być pewne, jak będzie się kształtowało zużycie gazu w Polsce w przyszłości. Mimo to, spółka podpisała porozumienie; po pierwsze na dużą wysokość dostaw, a po drugie niezbyt elastyczne, zakładające wahania odbioru na poziomie zaledwie +/-10 proc.

W umowie znalazła się też klauzula „bierz-lub-płać” (take-or-pay). Pojawienie się samej klauzuli nie powinno szczególnie dziwić, gdyż była i jest to standardowa zasada stosowana przy zawieraniu wieloletnich kontraktów gazowych, zaskakiwać może natomiast umieszczenie jej na stosunkowo „wysokim” poziomie 85 procent zamówionego gazu, przy tak dużej niepewności dotyczącej przyszłej konsumpcji. W przyszłości może okazać się to brzemienne w skutki.

Zawyżone prognozy

Poniżej przedstawiono prognozowane w 1992 roku zapotrzebowanie na gaz ziemny do roku 2010:



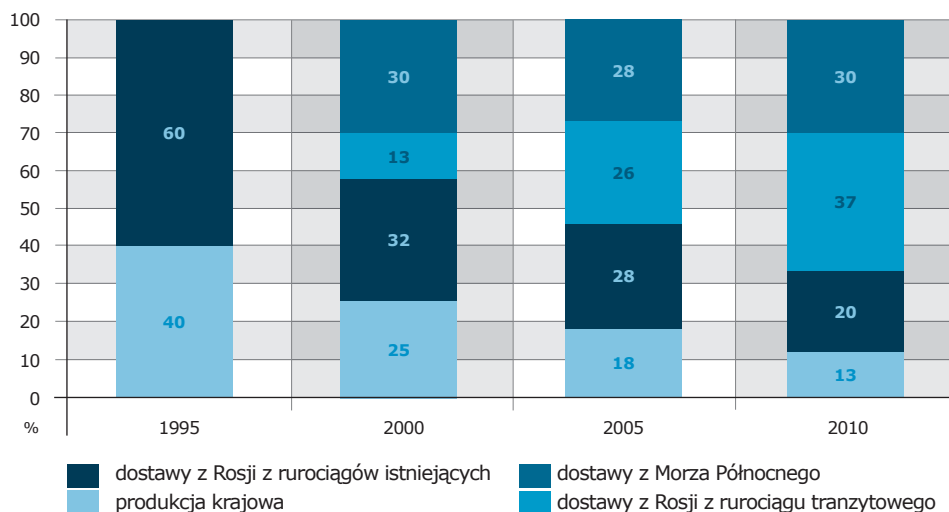
	1993	1994	1995	2000	2005	2010
Międzyresortowy Zespół Roboczy (lipiec 1990 r.)						
wariant niski	13,7	14,2	14,5	16,3	18,0	19,7
wariant wysoki	14,2	15,0	16,0	26,6	34,5	39,3
SOFREGAZ - BEICIP*	13,0	13,3	13,6	21,2	29,0	32,4
Ministerstwo Przemysłu i Handlu**						
wariant niski	-	-	14,4	15,3	-	19,8
wariant wysoki	-	-	15,4	18,7	-	24,4
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo						
wariant niski	11,1	12,0	12,8	15,3	23,0	27,5
wariant wysoki	11,4	12,8	14,3	23,2	29,1	35,0

* - opracowanie wykonane na zlecenie Banku Światowego pod tytułem „Rozwój gazownictwa w Polsce”

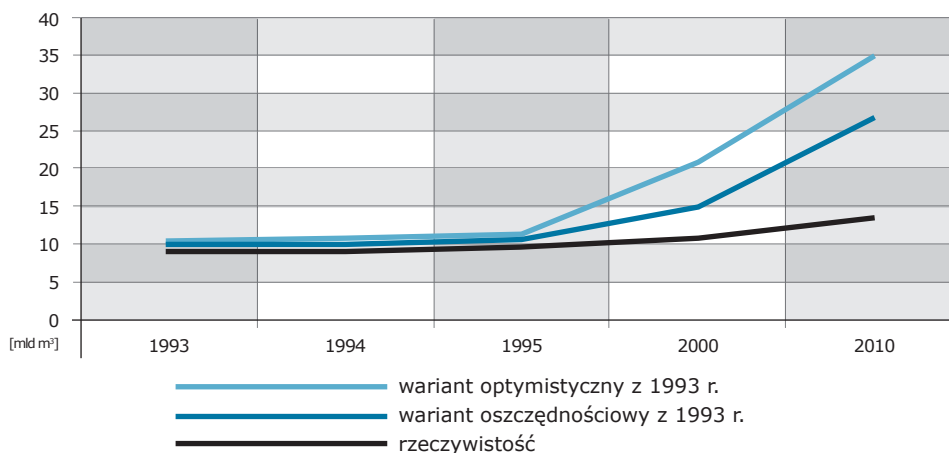
** - uwzględnia energetykę jądrową w bilansie paliw pierwotnych

Źródło: „Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 r.”, Ministerstwo Przemysłu i Handlu, lipiec 1992 r.

Tak według założeń miało wyglądać zróżnicowanie źródeł dostaw gazu do Polski:



Źródło: „Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 r.”, Ministerstwo Przemysłu i Handlu, lipiec 1992 r.



Źródło: Prognozy PGNiG z 1992 r., raport z działalności za IV kwartały 2010 r. PGNiG

Kolejny dokument, w którym możemy odnaleźć cień pracy ekonometrycznej poświęconej prognozom, to „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.”. Sprawozdanie opracowywano od końca 1998 roku do początku roku 2000. Zastąpiło dokument z 1995 roku, którego horyzont czasowy sięgał do roku 2010.

Od strony merytorycznej „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” były lepiej przygotowane i uzasadnione niż podobny dokument z 1995 roku. Jednakże także one, jak później zweryfikowała to rzeczywistość, okazały się zbyt optymistyczne. Sporządzono pro-

gnozy zapotrzebowania na gaz rozważając trzy scenariusze, które uwzględniały różne tempo rozwoju gospodarczego Polski: Scenariusz Przetrvania, Odniesienia i Postępu Plus. „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, które Rada Ministrów przyjęła 22 lutego 2000 roku, zawierały następujące prognozy dotyczące zapotrzebowania Polski na gaz ziemny:

scenariusz	wyszczególnienie	1997	2005	2010	2015	2020
przetrvania	wydobycie	-	4,3	4,2	3,8	3,6
	import	-	12,1	15,5	19,1	22,4
	export	-	0,0	0,0	0,0	0,0
	zapotrzebowanie krajowe	-	16,4	19,7	22,9	26,0
odniesienia	wydobycie	3,7	4,3	4,2	3,8	3,6
	import	8,3	13,6	17,8	21,2	25,7
	export	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	zapotrzebowanie krajowe	12,0	17,9	22,0	25,0	29,3
postępu plus	wydobycie	-	4,3	4,2	3,8	3,6
	import	-	11,4	14,2	18,3	24,0
	export	-	0,0	0,0	0,0	0,0
	zapotrzebowanie krajowe	-	15,7	18,4	22,1	27,6

Przeliczono wg wartości opałowej 34.3 MJ/m³.
Dane w mld metrów sześciennych.

Źródło : „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.”

			wariant bazowy		wariant efektywny	
	1999*	2000*	2003	2005	2003	2005
wydobycie krajowe	3,78	4,04	4,32	4,55	4,32	4,55
import	7,64	8,11	9,72	9,40	9,08	8,43
export	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
zapotrzebowanie krajowe, w tym:	11,31	12,15	13,61	13,72	12,96	12,74
sektor energetyczny**	1,8	1,95	2,29	2,30	2,28	2,29
pozostały przemysł	4,35	5,01	5,61	5,18	5,26	5,22
gospodarstwa domowe	3,96	3,72	3,99	3,96	3,79	3,67
pozostali odbiorcy***	0,84	1,02	1,48	1,47	1,41	1,37

* - bilans gazu opracowano na podstawie GPE w latach 1999, 2000. GUS, Warszawa, 2001

** - branża energetyczna obejmuje zużycie własne elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni zawodowych, przemysłowych i komunalnych (posiadających koncesję) oraz zużycie własne i na wsad przemian w rafineriach, kopalniach, koksowniach i innych zakładach

*** - wg GUS są to usługi (wraz z usługami publicznymi), rolnictwo, małe firmy budowlane i transport

Źródło : „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”

Jak już zostało opisane w rozdziale dotyczącym historii kontraktów gazowych, tak przygotowanie sprawozdań „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” oraz „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” jak ich treść otrzymały bardzo niepochlebny ocenę Najwyższej Izby Kontroli.

W styczniu 2003 roku, spółka EnerSys przedstawiła przygotowane na zamówienie Komisji Europejskiej prognozy zużycia gazu ziemnego do 2030 roku według trzech scenariuszy: optymistycznego, podstawowego i pesymistycznego. Zgodnie z tymi przewidywaniami konsumpcja miała wynosić, w zależności od scenariusza, w 2005: 11,5 mld metrów sześciennych, w 2010: 13,3-14,5 mld metrów sześciennych, w 2020: 16,5-20,3 mld metrów sześciennych, w 2030: 20,5-26,5 mld metrów sześciennych. Jak obecnie możemy to stwierdzić te prognozy okazały się najbardziej trafnymi jeżeli chodzi o konsumpcję gazu na rok 2010.

Z kolei w przyjętym przez rząd Marka Belki dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.” znalazła się prognoza zużycia gazu ziemnego do 2025 r. według czterech scenariuszy (dane w mld m³):

	2005	2010	2015	2020	2025
wariant traktatowy	14,08	18,85	21,95	23,98	27,08
wariant węglowy	14,08	18,85	22,79	25,29	28,40
wariant gazowy	13,96	18,25	24,58	31,15	35,68
wariant efektywnościowy	13,84	18,01	23,39	28,40	32,10

Źródło: „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”

Jak widać, w perspektywie pięcioletniej (pomiędzy 2005 a 2010 r.) nastąpiło znaczne wyolbrzymienie (przeszacowanie) przewidywań. W 2010 roku zużycie gazu wyniosło 14,4 mld m³ (co było wynikiem mroźnej i długotrwałej zimy), a nie ponad 18 mld metrów sześciennych.

Makroekonomiczne przepowiednie sporządzone przez podwładnych ministra Hausnera także przesyczone były urzędniczym optymizmem co do tempa rozwoju gospodarczego Polski. Pracownicy z resortu spodziewali się, że w okresie do 2025 roku średnioroczny wzrost PKB wyniesie około 5,2 proc., w tym 5,4 proc. w latach 2005-2010, 5,1 proc. w latach 2011-2015, 5,1 proc. w latach 2016-2020 i 5,0 proc. w latach 2021-2025. Tymczasem w 2010 roku wzrost był pięciokrotnie niższy.

Mimo to, optymizmu co do wzrostu PKB nie brakuje także w kolejnym rządowym dokumencie dotyczącym polityki energetycznej w Polsce przyjętym w listopadzie

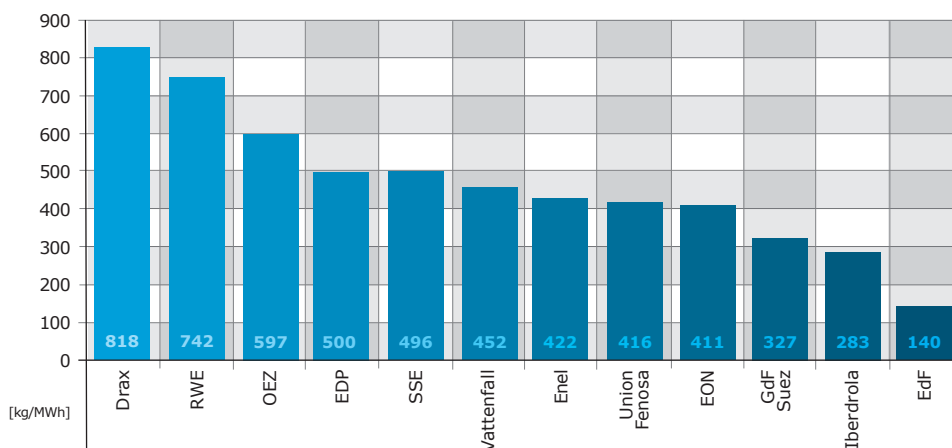
2009 roku przez gabinet Donalda Tuska. Autorzy sądzili (prognozowali i prognozują), że do 2030 roku polska gospodarka będzie rozwijać się w średniorocznym tempie 5,1 proc. rocznie, zaś zużycie gazu ziemnego będzie wynosiło (dane w mld m³):

	2010	2015	2020	2025	2025
Prognoza konsumpcji gazu [mld m ³]	14,1	15,4	17,1	19,0	20,2

Źródło: „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”

W tym dokumencie jednak autorzy, jak się zdaje, oceniając wzrost zużycia gazu w Polsce wykazali dla odmiany nadmierny pesymizm. Jeśli weźmiemy pod uwagę Pakiet 3x20, rozwój Odnawialnych Źródeł Energii (w tym poprzez budowę elektrowni wiatrowych, co będzie powodowało potrzebę posiadania większej ilości mocy opalanych gazem), ograniczenia emisji elektrowni (np. 500 kg emisji CO₂ na wyprodukowanie 1 MWh), konieczność stosowania instalacji CCS (ta technologia nie jest jeszcze dobrze opracowana) w elektrowniach węglowych, wprowadzanie ograniczenia emisji pyłów, SO₂, NO_x. należy spodziewać się większego niż zakłada to dokument rządowy wzrostu popytu na gaz ziemny.

W polskiej energetyce wytworzenie 1 MWh wiąże się z emisją ok. 950 kg CO₂ (dla porównania wyprodukowanie 1 MWh w elektrowni gazowej wiąże się z emisją około 450 kg CO₂) do atmosfery, co czyni ją najbardziej emisyjną ze wszystkich państw UE. Poniżej przedstawiono wielkość emisji CO₂ wybranych europejskich koncernów energetycznych.



Źródło: GdF

Dlatego też dopiero w najbliższych latach, po przyjęciu przez państwa UE Pakietu Klimatycznie – Energetycznego, będzie realizowany w Polsce scenariusz szybkiego wzrostu konsumpcji gazu ziemnego, zużywanego w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Nietrudno zauważyć na podstawie faktów opisanych wyżej, że kontrakty na gaz ziemny z kierunku wschodniego przygotowywane były na podstawie różnych, bardzo rozbieżnych prognoz. Tymczasem, jeżeli nie było i nie ma pewności, czy przewidywania konsumpcji gazu są trafne, należy zawierać takie umowy, aby móc szybko odpowiadać na zmiany zużycia gazu. Do takich reakcji potrzebne są:

- po pierwsze, umowy o odpowiednim poziomie elastyczności odbioru gazu;
- po drugie, umowy, które są zawierane z różnymi niezależnymi od siebie dostawcami według różnych formuł cenowych;
- po trzecie, rezerwy mocy odbiorczych w gazociągach i terminalach odbiorczych LNG;
- po czwarte, magazyny gazu o dużej pojemności, większej niż wyniosło zapotrzebowanie roku poprzedniego.

Zauważmy w tym miejscu, że przez wiele lat nie byliśmy w stanie jako państwo zapewnić sobie zróżnicowanych dostaw gazu. Można te niemoc różnie interpretować i oceniać, np. nie mogliśmy, ponieważ „oni” nam nie pozwalali. Jednak niewybudowanie na własnym terytorium odpowiedniej liczby podziemnych magazynów gazu wynika z zaniedbań krajowych. W tych okolicznościach cieszyć mogą na pewno dwa zjawiska: rozbudowa podziemnych magazynów gazu, co jest wynikiem zapisów o zapasach przyjętych w ustawie w lutym 2007 roku, oraz prowadzone, mimo wszystko, prace przy wybudowaniu terminala LNG.

Cechą charakterystyczną właściwie wszystkich tworzonych prognoz, łącznie z tymi z 2009 roku, był bijący z nich urzędniczy optymizm dotyczący przyszłego tempa wzrostu PKB, które w zależności od przewidywań i okresów, jakich dotyczyły, szacowano na 4,5 proc., a nawet 6 proc. rocznie. Na odcinku tempa wzrostu PKB, podobnie jak w wielu innych dziedzinach, rzeczywistość nie dorosła jednak do optymizmu urzędników i nie podporządkowała się ich oczekiwaniom. Ministerstwo Gospodarki przewidywało, że udział gazu w zapotrzebowaniu na energię zwiększy się w 2020 roku z 10 proc. do 18-23 proc. Jednocześnie w 2020 roku miało się zmniejszyć znaczenie węgla kamiennego w energetyce – z 56 proc. do 31 proc. Te zmiany związane były z założeniami resortu gospodarki co do ko-

nieczności budowy nowych elektrowni. Pracownicy resortu gospodarki zakładali także, że stare, węglowe bloki energetyczne w elektrociepłowniach będą zastępowane nowymi, gazowymi. Budowali takie koncepcje, choć wówczas, czyli w roku 2000, nie było podstaw do takich przypuszczeń. Ich zdaniem 10 lat później zużycie gazu miało w zależności od różnych czynników wynosić 16 mld metrów sześciennych (prof. Siemek, AGH), 18,4 mld metrów sześciennych (Scenariusz Postępu Plus), 19,7 mld metrów sześciennych (Scenariusz Przetrwania), 22 mld metrów sześciennych (Scenariusz Odniesienia). Jak widać, przewidywania znacznie się od siebie różniły. Najbliższa rzeczywistości okazała się prognoza profesora Siemka z AGH. Zważywszy na odległy horyzont czasowy pomyłka o niecałe 2 mld metrów sześciennych rocznego zużycia (w 2010 roku wyniosło ono 14,4 mld metrów sześciennych) nie jest duża.

Liberalizacja rynku gazu

W 1990 roku Polska pożyczyła z Banku Światowego ćwierć miliarda dolarów kredytu na powstrzymanie spadku wydobywania z krajowych złóż gazu. Jednym z warunków udzielenia pożyczki było stopniowe podniesienie do końca 1996 roku ceny „błękitnego paliwa” do poziomu europejskiego. Kiedy podpisywano umowę, w Europie Zachodniej gospodarstwa domowe płaciły przeciętnie ok. 216 dolarów za 1000 metrów sześciennych gazu. W połowie 1993 roku polskie gospodarstwa domowe płaciły za gaz już ok. 153 dolarów za 1000 metrów sześciennych. Ceny gazu dla dużych odbiorców, zgodnie z umową z Bankiem Światowym, także miały wzrosnąć i w połowie 1993 roku były już prawie na takim samym poziomie, jak średnie ceny w UE.

Na początku lat 90-tych ceny gazu w Polsce były ustalane przez Ministerstwo Finansów (podobnie jak ceny energii elektrycznej, ciepła czy benzyny), MF starało się z jednej strony pokrywać koszty, jakie ponosiło Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) w związku ze sprzedażą gazu, a z drugiej oddziaływać na ceny w taki sposób, aby były one najmniej odczuwane dla ludności i w jak najmniejszym stopniu wpływały na inflację. Podobnie regulowano ceny węgla kamiennego. Jednakże ponieważ ceny gazu ziemnego były w o wiele większym stopniu zależne od cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych oraz kursu dolara amerykańskiego w stosunku do złotego niż ceny np. ciepła czy węgla kamiennego, ulegały one większym i częstszym zmianom.

W tym samym okresie, tj. początku lat 90-tych, w imporcie gazu z Rosji, zamiast dostaw opartych na uzgodnieniach międzyrządowych i rozliczeń w rublach transferowych, pojawiły się zakupy na zasadach rynkowych i płatności w walutach wymiennalnych. Bezpośrednim skutkiem nowej regulacji była czterokrotna podwyżka ceny

sprowadzanego gazu, który zaspokajał około 65 proc. krajowego zapotrzebowania. Cena zakupu gazu w Rosji przewyższyła cenę sprzedaży dla polskich odbiorców. To niepożądane z rynkowego punktu widzenia zjawisko występowało jeszcze w latach 1992–1994, zanim stało się możliwe stopniowe przeniesienie znacznie wyższych kosztów importowanego nośnika energii na odbiorców końcowych. Niskie, nie pokrywające kosztów zakupu, wpływy ze sprzedaży gazu na rynku krajowym doprowadziły do powstania bardzo wysokiego zadłużenia (280 mln dolarów) PGNiG wobec Gazpromu, co stanowiło zagrożenia dla dalszych dostaw. Wyjściem z sytuacji, oprócz stopniowego podnoszenia cen krajowych, stało się dotowanie PGNiG. Przedsiębiorstwo korzystało z ulg podatkowych do końca 1994 roku.

W tym okresie na ogół bardziej opłacało się ogrzewanie domów i przedsiębiorstw węglem niż gazem. Jako przykład można podać sytuację Zakopanego, gdzie gaz został doprowadzony w 1991 roku, ale mniej więcej do 1998 roku nie cieszył się uznaniem mieszkańców. Dopiero spadek cen gazu pod koniec lat 90., połączony ze wzrostem zamożności obywateli, spowodował zmianę zachowań konsumentów gazu. Później rosnące ceny gazu napotkały barierę popytu. Dalszy ich wzrost powodował zmniejszenie zapotrzebowania. Co więcej, na początku lat 90. wiele wskazywało, że cena gazu ziemnego będzie wzrastała nadal, gdyż już wtedy (co ma miejsce także obecnie) ceny dla gospodarstw domowych nie pokrywały wszystkich kosztów jego dostawy. Na dodatek w owym czasie nie można było kupić gazu tańszego niż rosyjski, czy też ujmując rzecz szerzej, gazu tańszego niż gaz dostarczany do Polski ze wschodu. W 1993 roku PGNiG miało 200 mln (2 bln ówczesnych) zł, co stanowiło równowartość prawie 180 mln dolarów należności jeszcze za rachunki z 1991 roku. Pierwsze próby różnicowania cennika, jeżeli chodzi o wielkość konsumpcji i jej okresowość (niższe taryfy w sezonie wiosenno-letnim), podjęto wiosną 1993 roku.

Po podpisaniu umów związanych z kontraktem jamalskim i prognozowanym wzrostem popytu na gaz ziemny rozpoczęły się w Polsce przymiarki do budowy elektrowni opalanych gazem. Jednym z takich przedsięwzięć była budowa elektrowni gazowej tam, gdzie pierwotnie miała stanąć elektrownia atomowa. W tamtym czasie w Ministerstwie Przemysłu i Handlu uważano i mówiono, że zamiast elektrowni atomowych powinniśmy budować elektrownie gazowe. Na początku 1996 roku powstaje amerykańska spółka Żarnowiecka Elektrownia Gazowa SA, która chciała za prawie 800 mln dolarów wybudować elektrownię gazową w Żarnowcu. Spółkę tworzyły amerykańskie firmy Failure Analysis Associates Inc. oraz AES Electric Ltd. Budowa miała się rozpocząć w 1997 roku. Elektrownia miała być zasilana gazem ze złóż spod dna Bałtyku oraz dostawami z rurocią-

gów PGNiG. Docelowo moc elektrowni miała wynieść 1000 MW. Ostatecznie jednak elektrownia nie powstała. Dlaczego? Ceny energii elektrycznej w Polsce były niskie i wyznaczane przez ministra gospodarki oraz ministra finansów, a następnie prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), zaś ceny gazu ziemnego na rynku międzynarodowym od połowy 1999 roku zwiększały się na skutek wzrostów cen ropy naftowej.

Przykład elektrowni żarnowieckiej wzorowo ukazuje, dlaczego w Polsce nie rozwinęła się energetyka gazowa i dlaczego prognozowana konsumpcja gazu ziemnego tak znacząco różniła się z mającą nadejść rzeczywistością. Złożyły się na nią:

1. regulowane przez organa administracji centralnej ceny energii elektrycznej i gazu ziemnego połączone z brakiem faktycznie realizowanego planu wprowadzenia liberalizacji rynków obrotu tymi dwoma dobrami
2. wysoka wrażliwość konsumentów zarówno energii elektrycznej jak i gazu na cenę
3. korzystna relacja cen węgla kamiennego do cen gazu ziemnego w latach 90-tych i pierwszej dekadzie XXI w. (wyjątkiem są 3 lata końca lat 90-tych)
4. zamortyzowany majątek istniejących elektrowni węglowych
5. mało uciążliwe kary za korzystanie ze środowiska naturalnego

W połowie 1996 roku minister przemysłu Klemens Ścierański wskazał konieczność zainwestowania przez gazownictwo do końca 2010 roku 29 mld zł oraz konieczność wprowadzenia „znaczących podwyżek cen gazu”. Zdaniem szefa resortu gaz musiał zdrożeć, ale w 1996 i 1997 roku (zapewne ze względu na wybory) znacznych podwyżek „nie będzie”. „Obecne ceny gazu nie pokrywają nawet kosztów dystrybucji” - przekonywał postów Ścierański. Według ministra, do roku 2010 na rozbudowę sieci gazowej w Polsce trzeba będzie wydać 18 mld zł, na wydobycie gazu 8 mld, a na budowę nowych zbiorników 3 mld zł. Sztuczne utrzymywanie cen gazu na „socjalnym” poziomie powodowało nie tylko niższe zyski PGNiG, ale także brak poważnego zainteresowania ze strony potencjalnych konkurentów polskim rynkiem gazu. Rynek nie mógł i nie może się rozwijać przy administracyjnie wyznaczonych cenach na paliwo gazowe.

Od drugiej połowy lat 90. w Polsce zaczęła pojawiać się niewielka konkurencja ze strony spółek niemieckich oferujących nie tylko gazyfikację określonych terenów, ale także świadczenie innych usług o charakterze komunalnym. 30 marca 1999 roku umo-

wę intencyjną na usługi komunalne podpisali delegaci gmin powiatu świdnickiego i niemieckiej firmy EWE. Niemcy mieli zająć się między innymi zaopatrzeniem gmin w gaz i energię elektryczną. Firma miała się zająć głównie budową i rozbudową sieci zaopatrzenia w gaz i energię. W drugiej połowie roku 1999 EWE złożyła propozycję świadczenia usług komunalnych (głównie energetycznych) miastu Lublin, a także kilku innym gminom z Polski południowo-wschodniej. W czerwcu 1999 niemiecka firma utworzyła z Międzyrzeczem w Lubuskiem spółkę „Media Międzyrzecz”. Nowa spółka miała dostarczać gaz mieszkańcom gminy własnym gazociągiem.

EWE chciała docelowo budować sieci gazowe i wodne w całej zachodniej i południowo-wschodniej Polsce. Samorządy połączone w związek miały 51 procent udziałów w spółce, EWE 49 procent. Spółka, będąca pod kontrolą samorządów, miała zająć się rozwiązywaniem problemów komunalnych w gminach i miastach. W grę wchodziło zaopatrzenie ludności w gaz ziemny, energię elektryczną, ciepło i wodę. Samorządowo-niemieckie spółki joint venture miały zarabiać na pośrednictwie między ogólnopolskimi dostawcami energii a odbiorcami docelowymi. Pieniądze na inwestycje miały pochodzić z funduszy europejskich. Niemiecka firma dowodziła, że zyskiem dla gmin jest i to, że stają się współwłaścicielami wybudowanej infrastruktury. Zgodnie z ówczesnymi przepisami, jeśli jakiś samorząd za własne pieniądze wybudował gazociąg, musiał go bezpłatnie przekazać pod „opiekę” miejscowego zakładu gazowniczego (należącego do PGNiG). Dzięki współpracy z EWE gazociąg miał się natomiast stać własnością spółki współkontrolowanej przez samorząd.

Istotny wpływ na tzw. rynek gazowy w Polsce miało orzeczenie Trybunału Konstytucyjnego z 26 października 1999 roku. Trybunał uznał zawarte w ustawie „Prawo energetyczne” upoważnienie ministra do ustalania szczegółowych zasad rozliczeń za gaz oraz energię jest niezgodne z konstytucją. Sejm musiał poprawić „Prawo energetyczne” do 1 lipca 2000 roku.

Od 1 stycznia 2000 roku została zmieniona taryfa PGNiG. Do tego czasu w dostawach dla odbiorców indywidualnych (także komunalnych) obowiązywała taka sama stawka jednorazowa (raczej - jednostkowa) za pobór 1 metra sześciennego gazu - 82 grosze (wraz z VAT). Różne były tylko kwoty tzw. opłaty stałej, wyższa stawka dla osób używających gazu do ogrzewania - 4,4 zł, dla korzystających tylko z kuchenek gazowych i term gazowych - 2,7 zł. W 2000 roku PGNiG podzielił swoich klientów indywidualnych zależnie od tego, ile gazu zużywają, na cztery grupy:

- 1 – zużywających do 300 metrów sześciennych gazu rocznie (czyli do przygotowywania posiłków);
- 2 – od 300 metrów sześciennych do 1,2 tys. metrów sześciennych (do gotowania posiłków i podgrzewania wody);

- 3 – od 1,2 do 8 tys. metrów sześciennych (do ogrzewania domu, wody i gotowania);
- 4 – powyżej 8 tys. metrów sześciennych.

W pierwszym zbiorze znalazło się ok. 2,7 mln odbiorców gazu, którzy w momencie wprowadzania nowych taryf płacili rachunki średnio po ok. 11 zł miesięcznie. Po raz kolejny w tamtym okresie planowano w ciągu czterech-pięciu lat (ale nie w roku 2000 i 2001, co rodzi podejrzenie o zbieżność czasową z wyborami parlamentarnymi) doprowadzić opłaty do takiego poziomu, który w pełni pokryje koszty PGNiG związane z dostarczeniem gazu, a więc nie tylko z zabezpieczeniem sieci i przesyłem. Ówczesne opłaty za gaz były mniejsze niż koszty działalności przedsiębiorstwa, nie wystarczały na spłatę zaciągniętych kilka lat wcześniej kredytów, w tym pożyczki z Banku Światowego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Ówczesne wstępne wyliczenia PGNiG wskazywały, że aby uiścić wszystkie bieżące i zaległe należności, trzeba będzie w ciągu czterech-pięciu lat podnieść ceny gazu nawet o 80 proc. dla pierwszej grupy odbiorców - gospodarstw domowych, używających „błękitnego paliwa” do gotowania (szacunki te sporządzono nie uwzględniając możliwych zmian cen na rynku ropy naftowej, a co za tym idzie także gazu ziemnego). W tym okresie klienci ogrzewający gazem swoje domy mieliby spodziewać się podwyżki o około 30 proc.

Z liberalizacją rynku wiązała się restrukturyzacja firmy. Na początku 2000 roku Ministerstwo Skarbu Państwa przedstawiło program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG. Plan ten zakładał m.in. że PGNiG podzieli się na:

Górnictwo - zajmie się poszukiwaniami i wydobywaniem gazu;

Gazownictwo – w tej części działalności koncernu zostanie wprowadzona dalsza specjaizacja. Eksploatacją dużych gazociągów przesyłowych miała się zajmować spółka tzw. przesyłowa, odpowiedzialna za realizację wieloletnich umów na dostawy gazu ziemnego do Polski. Miała być też właścicielem największych gazociągów (wysokiego ciśnienia) i odpowiadać za magazynowanie gazu. Z gazociągów tej firmy odpłatnie mogłyby korzystać tzw. spółki dystrybucyjne (docierające bezpośrednio do odbiorców).

Spółki dystrybucyjne w założeniu miały kupować gaz albo od PGNiG, albo ze swoich źródeł, albo np. bezpośrednio od zagranicznych dostawców. Być może (na podstawie bezpośrednich umów) zakupów od spółki przesyłowej dokonywać będą najwięksi klienci PGNiG, na przykład zakłady azotowe. Ministerstwo nie planowało prywatyzacji tej firmy ze względów strategicznych, gdyż będzie ona odpowiadać za ciągłość dostaw gazu, rezerwy strategiczne i zakupy zagraniczne.

24 zakłady gazownicze, które zajmowały się obsługą klientów miały zostać połączone w cztery-pięć większych spółek. Wyliczono, że aby spółki dystrybucyjne były dochodowe, powinny posiadać przynajmniej milion klientów. Właścicielem spółek nie miał być

PGNiG, ale bezpośrednio skarb państwa. I to skarb państwa miał je sprywatyzować, sprzedając kontrolne pakiety akcji zagranicznym inwestorom z branży gazowniczej. Przedstawiona przez MSP koncepcja restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG byłaby początkiem wprowadzania zliberalizowanego rynku gazu ziemnego. Pozostawała jeszcze do uporządkowania sprawa taryf za gaz ziemny, za usługę przesyłu, dystrybucji i magazynowania „błękitnego paliwa”. To jednak leżało w gestii Ministra Gospodarki, który winien przedstawić stosowną ustawę oraz przepisy wykonawcze do niej. W 2000 roku straty PGNiG przekroczyły 400 mln zł, ale zamknęły się w granicach pół miliarda złotych. Było to jednak niemal dwa razy więcej niż na koniec roku poprzedniego. Zadłużenie PGNiG sięgało 6 mld zł. Był to skutek z jednej strony szybko rosnących cen gazu z importu, braku restrukturyzacji (w PGNiG w tym okresie pracowały 43 tysiące ludzi) oraz sztucznym zaniżaniu przez rząd cen na gaz i usługi wykonywane przez PGNiG. PGNiG wystąpił do Ministra Gospodarki o podwyżkę cen gazu ziemnego w 2001 roku o średnio 18 proc.

Pod koniec grudnia ministrowie finansów i gospodarki podpisali rozporządzenie określające dopuszczalną największą podwyżkę cen gazu. Jednocześnie wicepremier i minister gospodarki Janusz Steinhoff zapowiedział pełne urynkowanie cen gazu za dwa, trzy lata. Było to równoznaczne z corocznymi stałymi podwyżkami, o ile - tego minister nie ujawnił. Wcześniej prezes PGNiG Andrzej Lipko stwierdził, że aby ceny były faktycznie urynkowane, odbiorcy indywidualni powinni płacić za gaz o 40-60 proc. więcej niż w 2000 roku.

Taryfowanie cen

W 2001 roku zakładano, że straty PGNiG, przy ponad 6 mld długów, wyniosą 188 mln zł. Aby osiągnąć pozytywny wynik finansowy, PGNiG w 2001 r. przygotowywało kolejne wnioski w sprawie taryf i składało je w Urzędzie Regulacji Energetyki, z reguły napotykał na reakcję regulatora. 21 sierpnia tego roku URE odmówił zatwierdzenia nowej taryfy, która miała obowiązywać od pierwszego września. Obowiązująca od marca 2001 roku taryfa, zgodnie z rozporządzeniem ministra gospodarki, miała być ważna tylko do końca sierpnia. PGNiG przygotowało projekt nowej taryfy i w lipcu przedstawiło go do zatwierdzenia przez URE. Wnioski o podwyżki taryf PGNiG mogło składać raz na kwartał, pod warunkiem, że ceny gazu z importu wzrosną przynajmniej o 5 proc. Zgodnie z projektem PGNiG ceny gazu dla gospodarstw domowych miały wzrosnąć o 23,5 lub 27,6 proc. Wielkość podwyżki miała zależeć od tego, czy chodzi o gaz wysokometanowy, czy zaazotowany. Jeszcze wyższe ceny miały płacić niewielkie firmy. Prezes Urzędu odmówił jednak zaakceptowania projektu nowych taryf, ponieważ:

1. PGNiG nie przedłożyło, pomimo nalegań Urzędu, szczegółowego uzasadnienia kosztów finansowych przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat. Można więc było podejrzewać, że część kosztów firmy okaże się zbyt wysoka i nieuzasadniona;
2. nie udostępniono pracownikom URE dokumentów dotyczących zakupu gazu. Brak informacji o cenach również mógł budzić obawy o celowość podwyżek i jej skali;
3. PGNiG nie przedstawiło także wyliczeń tzw. opłat dystansowych (pobieranych za przesył gazu), a brak tych wyliczeń uniemożliwił wprowadzenie mechanizmów konkurencyjnych do branży i jej liberalizację.

W październiku Urząd Regulacji Energetyki po raz drugi w ciągu dwóch miesięcy odmówił PGNiG zatwierdzenia nowej taryfy. Mimo że podwyżki miały być o kilka procent niższe niż we wcześniejszym wniosku. URE w uzasadnieniu napisał, że wzrost stawek jest sprzeczny z prawem energetycznym, które pozwala na podwyżki większe o kilka procent niż inflacja. Nie zostały też przedstawione kalkulacje dla stawek dystansowych. A były i są one potrzebne, by gaz mógł być przesyłany do największych odbiorców gazu, np. do Zakładów Azotowych w Puławach. Brak tych stawek oznacza chęć dalszego monopolizowania dystrybucji gazu. Dwa dni później, 17 października 2001 roku, zarząd PGNiG złożył skargę na decyzję prezesa URE. Kluczowy dostawca gazu chciał zmiany decyzji szefa URE, który dwukrotnie nie zgodził się na podwyżkę cen tego paliwa.

Spółka poprosiła o zmianę decyzji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zatwierdzenie nowych taryf, jakie PGNiG przedstawiło we wnioskach z 29 sierpnia i 26 września. W złożonym odwołaniu kierownictwo przedsiębiorstwa napisało:

1. prezes URE nie uwzględnił argumentów PGNiG dotyczących braku stawek opłat dystansowych, mimo że nie było podstaw do ich wyliczenia;
2. odrzucenie wniosków taryfowych przez URE oznacza, że odbiorcy gazu i ich dostawca nie są w oczach Urzędu równi wobec prawa.

Stwierdzenie URE, że nowe stawki nie zapewniają ochrony przed nadmiernym wzrostem cen, było zdaniem zarządu PGNiG niezgodne ze stanem faktycznym. Według PGNiG dla odbiorców zużywających duże ilości gazu, np. hut szkła, przewidziane były obniżki cen. Zgodnie z prawem prezes URE, który – jak pamiętamy – dwukrotnie odrzucił projekt nowych taryf PGNiG, powinien niezwłocznie przekazać skargę spółki do rozpatrzenia przez Sąd Antymonopolowy. Ale do sądu prezes URE Leszek Juchniewicz przekazał odwołanie PGNiG dopiero 7 grudnia 2001 roku. Tego dnia minister skarbu Wiesław Kaczmarek zawiesił Andrzeja Lipkę i dwóch innych członków dawnego zarządu PGNiG. Nowy zarząd PGNiG wycofał z Sądu Antymonopolowego skargę poprzedników i 7 lutego tego roku złożył kolejną propozycję taryfy na gaz. 18 marca 2002 roku URE ogłosił, że przyjął nowe taryfy proponowane przez PGNiG.

Sprawa taryf powracała regularnie. Jedną z jej ostatnich odsłon miała miejsce w 2009 roku. 7 kwietnia URE zatwierdził taryfy PGNiG. Ceny gazu jako nośnika spadły (średnio o 9,13 proc), wzrosły jednak ceny za usługi przesyłu (o 7 proc.) i dystrybucji. Kilka miesięcy później, 12 lutego 2010 roku, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo złożyło do Urzędu Regulacji Energetyki wnioski o blisko 10-proc. podwyżkę taryfy gazowej. Nowa taryfa miałaby obowiązywać od 1 kwietnia, przez sześć miesięcy, co było nową propozycją, gdyż wnioski o wcześniejsze taryfy były składane na 12 miesięcy. W ten sposób PGNiG chciałoby uelastyczyć sposób kształtowania i zmieniania cen gazu ziemnego, a jednocześnie wyjść naprzeciw oczekiwaniom dużych odbiorców gazu, którzy chcieli, aby ceny gazu ziemnego zmieniały się co kwartał. Takiemu podejściu do wyznaczania taryf niechętna była jednak po pierwsze Komisja Europejska, która mogła zarzucić autorom zmian, że dochodzi do nierównego traktowania odbiorców, że nie ma powodu, aby mali odbiorcy mieli taryfy obowiązujące przez rok, a duzi np. kwartalne. Drugą przeszkodą była sama procedura zatwierdzania taryf, która nie pozwala na szybkie obniżenie lub podwyższenie ceny gazu.

Subsydiowanie skrośne

W 2003 roku została wydana dyrektywa liberalizująca unijny rynek gazu ziemnego. Mimo to w Polsce właściwie nic się nie zmieniło. Subsydiowanie skrośne jak było polską rzeczywistością, tak nią pozostawało. Dlaczego? Ponieważ ogłoszenie obywatelom/wyborcom podwyżek cen gazu przed wyborami parlamentarnymi jest więcej niż karłowate.

W drugiej połowie 2005 roku najwięksi odbiorcy mieli już wg dyrektywy gazowej możliwość wyboru dostawcy gazu. W październiku PGNiG wysłało do głównych kontrahentów pismo w którym pytało, czy „może rozważyć państwo zmniejszenie o jedną czwartą poboru gazu w przyszłym roku”. Może PGNiG chciało szybko renegecować umowy i np. podnieść ceny, spółka nie napisała o tym wprost, w celu omięcia konieczności informowania o takich zmianach z wyprzedzeniem wymaganym w kontraktach. Rzecznik PGNiG Małgorzata Przybylska podała, że PGNiG zaoferowało jednocześnie klientom, aby jedną czwartą zakontraktowanego gazu kupili teraz „na warunkach rynkowych”. Mówiąc wprost, krajowy monopolista proponował największym klientom, by poszukali sobie gazu... u konkurencji. - Klienci na swój rachunek mogliby kupić gaz od zagranicznych dostawców, a my oferujemy im przesył z polskiej granicy - stwierdziła Przybylska. Po czym dochodzi do niebywałej zbieżności: na początku 2006 roku Emfesz Polska (spółka założona w listopadzie 2005 roku), spółka zależna od Emfesz Hungary, która z kolei jest spółką za-

leżną od Mabofi Holging na Cyprze, składa oferty zakupu gazu kilku dużym polskim odbiorcom gazu ziemnego. Byli to ci sami odbiorcy, do których zostało wysłane zostało pismo PGNiG.

Emfesz nie działa bezowocnie. 27 marca 2006 roku podpisał dwuletnią umowę w sprawie dostaw 150 mln metrów sześciennych gazu rocznie do Zakładów Azotowych w Puławach. To największy odbiorca gazu w Polsce, zużywający około 7 proc. krajowego zapotrzebowania na „błękitne paliwo”. Emfesz zapowiada jednocześnie, że w 2006 roku chce sprzedać w Polsce 0,5 mld metrów sześciennych gazu. Cena oferowana przez Emfesz jest o około 1 proc. niższa niż cena PGNiG. Różnica pomiędzy Emfesz a PGNiG polega na tym, że PGNiG musi dopłacać do małych odbiorców (taryfy socjalne), a Emfesz nie musi. Na dodatek Emfesz oferuje gaz w tzw. bazie, czyli przez cały rok każdego dnia dostarcza tę samą ilość gazu, a co za tym idzie w odróżnieniu od PGNiG nie obciążają go koszty magazynowania surowca.

Wbrew pozorom, działalność Emfesz Polska nie przyniosłaby jednak ani dywersyfikacji dostaw gazu, ani także liberalizacji rynku. Emfesz Polska kupowałby gaz od RosUkrEnergo (tej samej spółki, w której gaz w drugiej połowie 2006 roku zamówił PGNiG). Emfesz miał z RUE podpisany kontrakt na zakupy gazu do 2015 roku i przedstawiał się jako „regionalny partner” tej szwajcarskiej spółki, w której 50 proc. udziałów i swoich ludzi w zarządzie ma Gazprom. Początkowo Emfesz handlował gazem kupowanym od Eural-TransGas, podobnie jak PGNiG. Przedstawiciele Emfesz Polska o stosowanie nieprzejrzystych i nierynkowych praktyk oskarżali z kolei PGNiG, któremu zarzucali ograniczanie konkurencji. Według Emfesz, polski koncern mógł sprzedawać gaz z krajowych złóż po cenach dużo niższych niż z importu i przebijać oferty konkurencji ze względu na posiadanie wydobycia własnego w Polsce. Zdaniem przedstawicieli Emfesz należało albo oddzielić od PGNiG część zajmującą się wydobyciem gazu, albo wprowadzić zasady takie jak na Węgrzech, gdzie krajowy gaz jest sprzedawany w średniej cenie gazu z importu.

Z końcem 2006 roku wygasł kontrakt na dostawy gazu pomiędzy RUE a PGNiG i Emfesz Polska chciał zająć miejsce pomiędzy RUE a PGNiG lub też sprzedawać gaz bezpośrednio polskim odbiorcom. Jednakże latem 2006 roku na wniosek Ministerstwa Gospodarki Sejm wprowadził do ustawy Prawo energetyczne zapis, który zobowiązywał firmy importujące gaz do Polski, aby w magazynach na terenie kraju przechowywały rezerwę w wysokości 3 proc. planowanego importu., a wszystkie magazyny gazu w RP posiadał PGNiG. Po tym fiasku planu rychłego zdobycia rynku, konkurent PGNiG zmienił taktykę. W 2007 roku jego przedstawicielstwo Emfesz Polska wraz z niemieckim koncernem VNG zaczęło przymierzać się do budowy własnego magazynu gazu na Dolnym Śląsku.

W czasie kampanii wyborczej i po wyborach parlamentarnych 2007 roku za sprawą posła Józefa Zycha z PSL powróciła kwestia utworzenie spółki wydobywczej w Zielonej Górze. - Nasz ewentualny przyszły koalicjant ma zagwarantować wzrost wydobycia krajowego gazu do 50 proc. Poza tym musi przesądzić o szybkim powołaniu w ramach firmy PGNiG spółki wydobywczej i to w Zielonej Górze. To jest warunek brzegowy koalicji i nie ustąpimy - mówił Józef Zych. O pomysłe wyłączenia wydobycia ze swoich struktur PGNiG nie chciało jednak słyszeć, ponieważ to dzięki krajowemu wydobyciu mogło i może konkurować z potencjalnymi zewnętrznymi dostawcami gazu (gaz krajowy subsydiuje gaz importowany). Problem z wydzieleniem spółki wydobywczej z PGNiG byłby mniejszy gdyby została przeprowadzona liberalizacja rynku gazu a URE nie nakazywał subsydiowania droższego gazu rosyjskiego tańszym gazem krajowym.

Nadzieja na w miarę bezbolesne wyeliminowanie subsydiowania – skrośnego – z polskiego rynku gazowego pojawiła się w drugiej połowie 2008 roku, kiedy nadszedł kryzys gospodarczy i spadły ceny ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Jednakże prezes URE Mariusz Swora uważa, że „przy takiej koniunkturze i niskich cenach nośników energii nie ma miejsca dla podwyższania cen gazu”. Na dodatek przez ponad rok w różnych swoich wypowiedziach pan prezes wyrażał nadzieję, że ceny nadal będą spadać.

W czerwcu 2009 roku Komisja Europejska skrytykowała Polskę, i niemal wszystkie inne państwa UE, za niezgodne z prawem unijnym przepisy dotyczące gazu i energii elektrycznej. KE uznała, że 25 krajów „nie przestrzega przepisów UE, a tym samym uniemożliwia konsumentom europejskim korzystanie z dobrodziejstw konkurencyjnego i otwartego rynku energii”. „To, że w czasach kryzysu konsumenci oraz przedsiębiorstwa płacą za złe funkcjonowanie rynku energii, jest nie do przyjęcia. KE jest gotowa podjąć wszelkie działania, dzięki którym konsumenci będą mogli dokonać prawdziwego wyboru, skorzystać z lepszych cen i zwiększonego bezpieczeństwa dostaw” - oświadczył 25 czerwca unijny komisarz ds. energii Andris Piebalgs.

Zarzuty, jakie Komisja miała wobec Polski, dotyczyły na przykład utrzymywania systemu regulowanych cen gazu. Stanowiło to pogwałcenie unijnych dyrektyw i - zdaniem KE - hamowało konkurencję cenową na rynku hurtowym. KE zarzuciła też polskiemu regulatorowi rynku (Urzędowi Regulacji Energetyki), że nic nie robi w celu egzekwowania prawa, gdy naruszane są przepisy i rozporządzenia UE, oraz że nie nakłada stosownych kar. Wobec braku należytego odzewu ze strony URE ton wypowiedzi Komisji się zaostrzył. 13 stycznia 2010 roku KE zażądała liberalizacji cen gazu w Polsce, nie akceptując sytuacji w której ceny gazu zatwierdza Urząd Re-

gulacji Energetyki. Według Komisji taki stan rzeczy jest sprzeczny z unijnymi dyrektywami. Komisja zagroziła Polsce Trybunałem Sprawiedliwości. Odbiorcy indywidualni płacą tyle samo co hurtowi. Tymczasem za uważanym za wzorcowy rynku niemieckim różnica cen wynosi 30 proc.

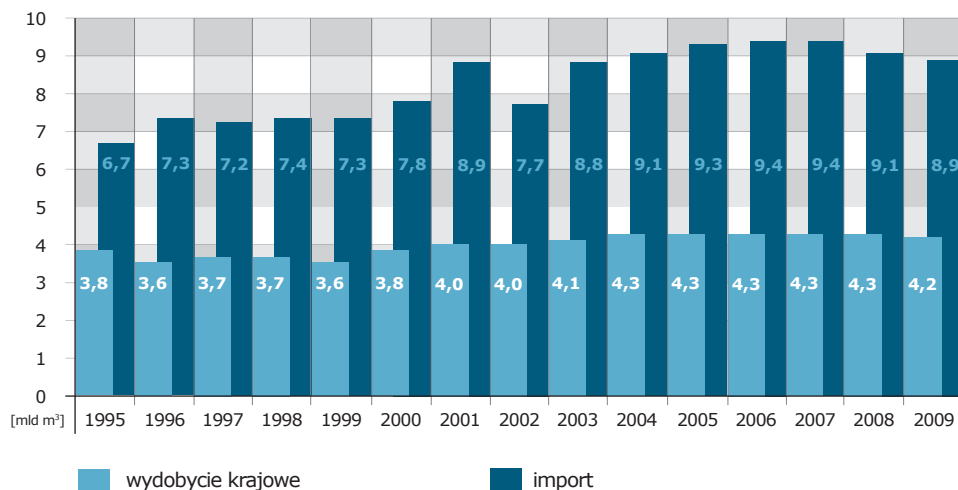
Do rynkowego systemu wyznaczania cen gazu ziemnego lub systemu zbliżonego do rynkowego można dochodzić różnymi ścieżkami. Spójrzmy na dwie. Pierwsza wychodzi z założenia, że chcielibyśmy w bardzo krótkim czasie uwolnić ceny gazu. W odpowiedni dla każdego odbiorcy sposób liczymy koszty przesyłu, dystrybucji i magazynowania „błękitnego paliwa”, co powoduje szybkie, skokowe podwyżki tak zwanych taryf „socjalnych” (taryfy W-1 – zużycie do 300 metrów sześciennych rocznie, W-2 zużycie od 301 do 1200 metrów sześciennych rocznie, W-3 – zużycie od 1201 do 8000 metrów sześciennych rocznie). Na tej drodze należy liczyć się z silnym oporem ze strony rządu i URE – wzrost cen to dla polityków spadek popularności oraz konieczność wygosparowania środków na różnego rodzaju dodatki socjalne związane ze zwiększeniem kosztów utrzymania wielu rodzin. Wydatki takie to jedna z ostatnich wiadomości, jakie chciałby słyszeć minister finansów (vide: próby liberalizacji rynku energii elektrycznej). Ten kierunek zatem zwiastuje trudności i wysiłek.

Wariant drugi jest stopniowy. Zakłada zmianę i uszczelnienie obecnie obowiązującego systemu taryf „socjalnych” (taryfy W-1, W-2, W-3) w taki sposób, aby stały się one możliwie bliskie pewnym założeniom socjalnym, co oczywiście nie oznacza tożsamość lub odpowiadające rzeczywistości. Ale o co chodzi? Jakież 10 lat temu PGNiG opracowało taryfy dla poszczególnych grup taryfowych. Taryfa W-1 została przyporządkowana gospodarstwom domowym korzystającym z kuchenki gazowej, taryfa W-2 – gospodarstwom domowym posiadającym kuchenkę i termę gazową (podgrzewanie ciepłej wody użytkowej), taryfa W-3 – gospodarstwom domowym wyposażonym w kuchenkę oraz centralne ogrzewanie (c.o.) i podgrzewającym ciepłą wodę użytkową (c.w.u.). O ile taryfy W-1 (kuchenki gazowe) oraz W-2 (gotowanie posiłków, podgrzewanie c.w.u) nie budzą namietności, o tyle taryfa W-3 jest już kontrowersyjnie pojemna. Obejmuje nie tylko osoby ogrzewające swoje domy, ale także małe firmy (sklepy czy zakłady produkcyjno-usługowych, mniej więcej do 400 mkw. powierzchni). Czy podmioty prowadzące działalność gospodarczą także powinny być objęte taryfą „socjalną”? Czy ktoś, kto rocznie zużywa 4000 metrów sześciennych gazu, lub więcej, ale mniej niż 8000 metrów sześciennych (dom 350 mkw. z podgrzewanym basenem) rzeczywiście powinien korzystać z dobrodziejstw „socjalnej” taryfy W-3? Czy PGNiG, które zamierza dojść do cen, nazwijmy je umownie, rynkowymi (jeżeli można mówić o rynku gazu, na którym jest jeden dostawca), nie powinno zweryfikować sposobu ustanawiania grup taryfowych? Urząd Regulacji Energetyki nie powinien raczej bronić pod-

wyżki cen gazu dla sklepu o powierzchni 400 mkw. utrzymując, że staje po stronie tak zwanego „odbiorcy wrażliwego”. PGNiG może też próbować przenieść podmioty gospodarcze z taryf „socjalnych” do innych nowoutworzonych taryf, może także zmienić widełki dla trzech taryfowych zbiorów socjalnych, na przykład tak: taryfa W-1 – do 180 metrów sześciennych konsumpcji rocznej, taryfa W-2 od 181 do 800 metrów sześciennych, taryfa W-3 od 801 do 3500/4000 metrów sześciennych konsumpcji rocznej. Ubodzy odbiorcy nie zużywają rocznie więcej niż 4000 metrów sześciennych gazu i nie płacą za gaz co najmniej 8000 zł rocznie, aby taki wynik osiągnąć, trzeba mieć dom jednorodzinny. Uporządkowanie taryf byłoby pierwszym krokiem, następnie należałoby stopniowo odchodzić w taryfach „socjalnych” od subsydiowania skrośnego, by po 2-4 latach dojść do stanu pożądanego.

Krajowe zasoby gazu

Ponad dwieście lat temu Tadeusz Czacki, komisarz Komisji Kruszcowej w I RP pisał: „Kraj mógłby być możny i bogaty - nie użyliśmy daru natury...”. Ta obserwacja jest nadal aktualna.



Źródło: PGNiG

Działalność poszukiwawczo-wydobywczą jest i będzie jednym z kluczowych czynników zapewniających Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Dzięki niej, PGNiG pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach znacznie niższych niż gaz z importu, co częściowo uniezależnia spółkę od skutków wzrostu cen sprowadzanego paliwa, wynikających ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu.

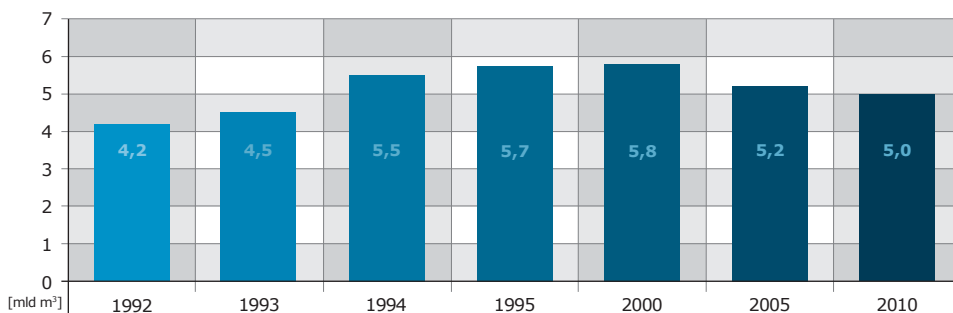
Udokumentowane złoża gazu w Polsce wyniosły na koniec 2004 roku 109,5 miliardów metrów sześciennych (w tym 106 mld metrów sześciennych pozytywnie ocenionych przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjętych bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska (Departament Geologii i Koncesji Geologicznych). Stanowi to ok. 0,2 proc. europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bilionów metrów sześciennych. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w Polsce na koniec 2004 roku wyniosły 26,1 milionów ton (186,4 milionów baryłek).

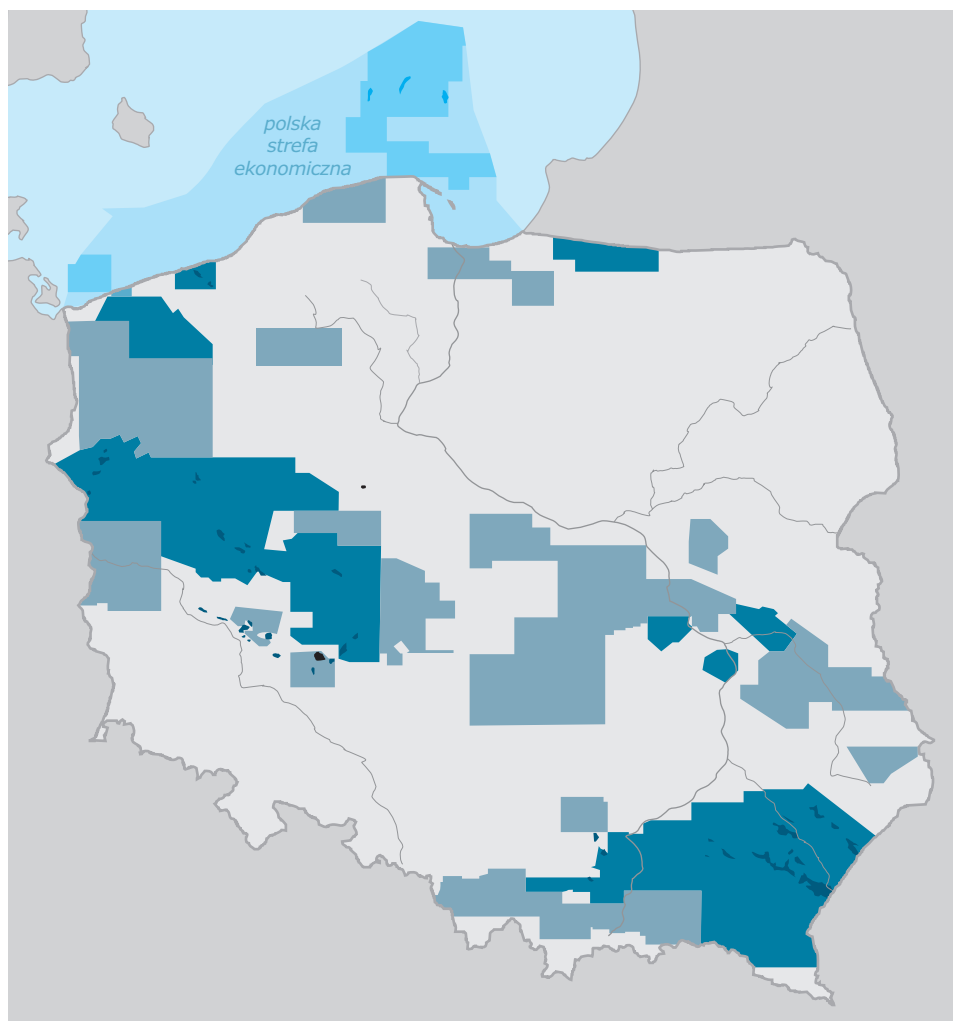
Prawie 70 proc. złóż rodzimego gazu znajduje się na nizinach północno-zachodniej Polski. Złoża gazu na Pogórzu Karpackim zawierają gaz wysokometanowy, podczas gdy złoża na Niżu Polskim zawierają głównie gaz zaazotowany. Gaz zaazotowany jest dostarczany do lokalnych sieci gazowych oraz poddawany odazotowaniu, po którym staje się już znormalizowanym paliwem wysokometanowym, które trafia do sieci krajowej. Produktem dodatkowym procesu odazotowania jest między innymi hel.

Z łącznej liczby około 250 udokumentowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze lądowym Polski (na koniec 2005 roku), PGNiG posiada koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w 210 złożach, z czego:

- 137 koncesji dotyczy złóż gazu ziemnego;
- 53 koncesje dotyczy złóż ropy naftowej;
- 20 koncesji dotyczy złóż ropno-gazowych.

Dokument „Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 r.”, przygotowany w lipcu 1992 roku przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu oraz PGNiG, przewidywał następujące wielkości wydobycia krajowego do 2010 roku (dane na wykresie ujęte są w wielkościach naturalnych, a nie po przeliczeniu na gaz wysokometanowy, tak jak to czyni się obecnie).





koncesje poszukiwawcze

- PGNiG S.A.
- Petrobaltic S.A.
- inne podmioty, koncesje w procedurze

koncesje eksploatacyjne

- PGNiG S.A.
- Petrobaltic S.A.
- podziemne magazyny gazu

Koncesje wydane na koniec 2005 r, przed aktywnością związaną z gazem łupkowym.

Ceny gazu ziemnego na początku lat 90-tych regulowane były przez Ministerstwo Finansów, które musiało godzić wiele interesów. W rozmowach ze związkami zawodowymi (przede wszystkim NSZZ Solidarność) na temat skali podwyżek urzędnicy często ustępowali pod naporem tak zwanej strony społecznej. Po przejściu w międzynarodowych umowach handlowych na rozliczenia dolarowe i „ceny światowe” podwyżki udało się rozłożyć na dłuższy okres czasu dzięki wydobyciu rodzimego gazu ziemnego.

W czasach realnego socjalizmu ceny nośników energii były związane z rzeczywistością i logiką raczej swobodnie. Na świecie na ogół nośniki energii dla dużych odbiorców są tańsze niż dla małych, w Polsce było odwrotnie. Usuwanie tych nierynkowych relacji dokonało się, podobnie jak wiele innych zmian na początku lat 90. skokowo, w ciągu zaledwie trzech lat.

W 1990 roku Bank Światowy zgodził się udzielić Polsce 340 mln dolarów kredytu na zwiększenie wydobycia gazu z 5,4 mld do 7 mld metrów sześciennych (w 1978 roku w Polsce wydobyto 8 mld metrów sześciennych), ale pod warunkiem podniesienia krajowych cen gazu, tak by zapewniły rentowność inwestycji i spłatę kredytu. Ceny rynkowe miały zostać osiągnięte w 1996 roku. Sporządzono harmonogram tych podwyżek, który został włączony do programu energetycznego Ministerstwa Przemysłu z sierpnia 1990 roku.

Spełnienie oczekiwań Banku Światowego, od którego Polska uzyskiwała kredyty na zwiększenie krajowego wydobycia, by doprowadzić ceny krajowe do poziomu „światowego”, stało jednak pod znakiem zapytania. Powody były dwa. Po pierwsze, nie ma jednolitej ceny „światowej”, np. gazu czy energii elektrycznej. Po drugie, przeliczanie cen zagranicznych na krajowe według oficjalnego kursu dolara zawyżało te ostatnie niemal dwukrotnie (w porównaniu z siłą nabywczą złotego). W relacji do zarobków ludności różnice były jeszcze większe.

Za kredyty Banku Światowego PGNiG miało dokonać 140 odwiertów i zwiększyć wydobycie w dotychczas eksploatowanych. Nie zapewniłoby to oczywiście Polsce samowystarczalności energetycznej, ale zwiększyłoby wykorzystanie w energetyce własnych surowców. Już wtedy pracownicy branży gazowej zwracali uwagę, że potrzebne są przepisy, które rozwiązywałyby problem eksploatacji złóż i przeprowadzania koniecznych ze względu na wydobycie prac na terenach stanowiących własność prywatną¹³.

Na początku lat 90. duże nadzieje, przynajmniej niektórych ekspertów, na wzrost krajowego wydobycia gazu ziemnego związane były z zasobami metanu w pokładach węgla kamiennego. Oceniano, że zasoby metanu, uwięzionego w polskim, węglu są większe od tradycyjnych złóż gazu ziemnego. Jednakże zasoby te były wykorzystywane w znikomym stopniu (wówczas około 100 mln metrów sześciennych rocznie). Na początku 1992 roku szacowano, że w tzw. gazowych kopalniach uwalnia się rocznie 1,5 mld metrów sześciennych metanu, z czego wykorzystywane było w tamtym czasie zaledwie około 6 proc. Zdaniem ekspertów zastosowanie nowoczesnych metod odgazowania pokładów węgla pozwoliłoby na uzyskanie nawet do 5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie. Zainteresowani eksploatacją tych zasobów byli w du-

żym stopniu Amerykanie, w USA w stosunku do całkowitej ich konsumpcji przypadało wówczas 10 proc. zużycia metanu ze złóż znajdujących się w pokładach węgla kamiennego¹⁴.

W roku 1993 Ministerstwo Ochrony Środowiska zorganizowało przetargi, na których wystawiono kilkanaście koncesji na Górnym Śląsku, leżących jednak poza terenem działania kopalń węgla kamiennego. Spółki, które przetargi wygrały, dostały trzyletnią koncesję na poszukiwania złóż i określenie ich wielkości. Później miałyby pierwszeństwo w staraniach o koncesję na eksploatację. Koncesję na poszukiwania w pokładach węgla otrzymały między innymi amerykańska kompania naftowa Amoco, koncern British Gas i konsorcjum Exxon-Shell. W wyścigu o złoża metanu wystartowały też znacznie mniejsze firmy, m.in. Vikelt - spółka kopalni Victoria i francuskiej firmy Kelt Energie de France, Poltexmetan - spółka kopalni Jastrzębie z amerykańską firmą Mc Kenzie i Elektrogaz Venture, a także firma Mc Cormick. Wraz ze zwiększonym zainteresowaniem złożami gazu umiejscowionymi w pokładach węgla kamiennego zaczęto dostrzegać także problemy związane z tego typu wydobyciem - z otworów wydobywczych trzeba by było bowiem wypompować solankę, czyli słone wody kopalniane. Nie można było ich po prostu wtłoczyć do Wisły, tak jak czyniły to kopalnie węgla. Unieszkodliwienie solanki na Górnym Śląsku, gdzie brak zakładów chemicznych, które mogłyby ją odbierać, jawiło się jako zagadnienie wyjątkowo kosztowne i czyniące wydobycie metanu nieopłacalnym

W czerwcu 1994 roku pierwsze próbnego wiercenia badawczo-eksploatacyjne rozpoczęła nieduża polska firma Metanel¹⁵ na terenie przylegającym do Kopalni Węgla Kamiennego Silesia (koło Czechowic-Dziedzic). Zasoby metanu na tym obszarze oceniano na ok. 4,7 mld metrów sześciennych. Jednym z warunków, jaki postawiło Ministerstwo Ochrony Środowiska wydając koncesję na wydobycie gazu, było rozwiązanie przez Metanel problemu słonych wód kopalnianych, a przez „Silesię” wylewanych zwyczajnie do Wisły. Metanel znalazł prosty i tani sposób pozbycia się tych wód; przez trzy specjalne otwory solanka miała być z powrotem wtłaczana na ponad kilometr pod ziemię, tak jak to się robi w niektórych kopalniach na świecie. Metanel liczył, że gaz będzie odbierać Rafineria Czechowice-Dziedzice i elektrociepłownia z Bielska-Białej. Rafineria mogłaby odbierać ok. 50 mln, a elektrownia ok. 300 mln metrów sześciennych gazu rocznie.

Po kilku miesiącach, w listopadzie 1994 roku, została otwarta pierwsza wieża wiertnicza, którą w okolicach Tychów postawił amerykański koncern Amoco Poland. W owym czasie w ciągu trzech lat firma planowała wykonać 15 odwiertów. Miało to kosztować 10 mln dolarów. Pod koniec 1994 roku poszukiwania gazu rozpoczęła inna

amerykańska firma Pol-Tex Methane, która wywierciła 11 otworów o głębokości od 209 do 1769 metrów w okolicach Żory i Jastrzębie-Zdrój. Trzecia amerykańska firma McCormick, która miała koncesję na poszukiwanie metanu, nie rozpoczęła poważniejszych wierceń.

Gdyby te prognozy się sprawdziły, zdaniem wypowiadających się wówczas ekspertów w dziedzinie geologii, byłaby szansa na zwiększenie wydobycia gazu i większe uniezależnienie od dostaw z zagranicy. Według fachowców, wydobycie metanu ze złóż węglowych w województwie katowickim poprawiłoby bezpieczeństwo pracy w kopalniach. Wydobycie metanu jest powiązane z eksploatacją węgla. Jednakże proces pozyskania gazu nie jest łatwy ze względu na małą szczelinowatość polskich pokładów węgla (w odróżnieniu od pokładów węgla w USA) i niską przepuszczalność tzw. matrycy. W praktyce więc, aby ściągnąć metan ze stosunkowo niewielkiego obszaru, trzeba stosunkowo wywiercić dużo otworów. Obecnie wierci się otwory o głębokości najczęściej 60-80 metrów i średnicy 65 mm.

Z powodów geologicznych i kosztów z jednej strony, a z drugiej strony ze względu na możliwe przychody (polityka regulacyjna państwa oraz kształtowanie się w latach 90. cen ropy naftowej i co jest z nimi związane cen gazu ziemnego), wydobycie gazu z pokładów węgla kamiennego w Polsce nie zostało uruchomione na większą skalę¹⁶.

Na niepowodzenie tego przedsięwzięcia wpływ miały m.in.:

1. koszty wydobycia (konieczność wykonywania wielu otworów i stosunkowo małe ilości gazu, jakie można było uzyskiwać z pojedynczego otworu);
2. polityka taryfowa (cenotwórcza) Ministerstwa Finansów;
3. spadające ceny gazu na rynkach międzynarodowych.

Na dodatek sprawa wykorzystanie szeroko pojętych krajowych zasobów gazu ziemnego wywołała spory. Toczyły się one na kilku płaszczyznach i dotyczyły takich zagadnień, jak:

1. **szacunkowych wielkości zasobów.** W zależności od tego przez kogo, kiedy i jak były wykonywane, szacunkowe wielkości zasobów wydobywanych wahały się od 400 mld metrów sześciennych do 1200 mld metrów sześciennych. Wielkość ta jest o tyle ważna, że wpływa na decyzje, jakie odnoszą się do nakładów na poszukiwania węglowodorów na terenie kraju.
2. **obszary nowych wierceń, ich głębokość i koszty.** Spierano się o to, gdzie i jak głęboko należy przeprowadzać odwierty rozpoznawcze. O ile obecnie można stwierdzić, że w Polsce zostały dobrze rozpoznane struktury geologiczne znajdujące się do 3000 m poniżej poziomu terenu, o tyle o tym, co ziemia kryje na większej głębo-

kości, wiadomo niewiele. Należy pamiętać, że wraz ze zwiększaniem się głębokości odwiertu kosztu jego wykonania rosną. Na przykład odwiert rozpoznawczy na głębokość 1500 m poniżej poziomu terenu kosztuje około 9 mln zł, a koszt odwiertu rozpoznawczego na 6000 m to około 60 mln zł (koszty sprzed boomu łupkowego, obecnie są one wyższe).

3. **polityka koncesyjna w stosunku do krajowych zasobów gazu.** Choć minęło 20 lat od daty symbolicznej zmiany ustroju, nadal nie został opracowany prawidłowo funkcjonujący system udzielania koncesji i pobierania za nie opłat.
4. **tempo eksploatacji posiadanych i udokumentowanych zasobów.** Niektórzy specjaliści uważają, że zasoby krajowe powinny stanowić dla PGNiG, ale także dla Polski, rodzaj rezerwy strategicznej, dlatego tempo ich eksploatacji nie powinno być wysokie. Inni z kolei sądzą, że Polska powinna przestać oszczędzać własne złoża gazu i szybciej je eksploatować. Podają tu przykład państw Europy Zachodniej, które wykorzystują swoje zasoby tak, jakby miały wystarczyć na kilkanaście lat, najwyżej 25 lat. Polskie złoża, przy tempie wydobywania z ostatnich 20 lat, starczyłyby na 35 - 50 lat. Główny argument za większym zużyciem gazu krajowego to jego cena - niższa od gazu z importu. Dlatego też, zdaniem zwolenników szybkiej eksploatacji złóż, nie było i ma powodu, by wstrzymywać się z większym wykorzystaniem własnych złóż, zwłaszcza że Polska może liczyć na kolejne odkrycia. Plany, które w 2000 roku przedstawiali zwolennicy szybkiej eksploatacji złóż krajowych, mówiły o wzroście wydobywania w latach 2005 – 2010 do poziomu 7 – 7,5 mld metrów sześciennych gazu rocznie.

W prospekcie emisyjnym PGNiG w dziedzinie zakładało się następujące cele strategiczne:

- wzrost wydobywania gazu ziemnego do poziomu 5,5 mld metrów sześciennych rocznie
- wzrost wydobywania ropy naftowej do poziomu 1,4 mln ton rocznie
- utrzymanie wskaźnika odbudowy zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej na poziomie nie niższym niż 1,1 w stosunku do wydobywania

Zakładany poziom wydobywania jest możliwy do osiągnięcia na bazie już odkrytych i udokumentowanych złóż. Utrzymanie tego poziomu przez następne lata wymagać miało odkrywania i dokumentowania nowych zasobów złóż dla pokrycia ubytków powstałych z naturalnego spadku wydobywania ze złóż eksploatowanych. Stąd jeden z podstawowych celów strategicznych to odbudowa zasobów, co jest możliwe poprzez prowadzenie prac poszukiwawczych.

W latach 2001 – 2005 na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż wydano 2,346 mld zł. W tym czasie udokumentowano przyrosty zasobów wydobywalnych gazu ziemnego, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy – 32,1 mld metrów sześciennych, w tym ze złóż gazu wysokometanowego – 6,9 mld metrów sześciennych i ze złóż gazu zaazotanowego – 25,2 mld metrów sześciennych, w tym gaz – 27,9 mld metrów sześciennych i gaz towarzyszący ropie – 4,2 mld metrów sześciennych. Zasoby ropy naftowej oceniono na 14 394 tys. ton.

Na lata przypadające po 2008 roku PGNiG przygotowało wstępnie ok. 90 obiektów do poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Szacowane zasoby, które można było odkryć i udokumentować, wynosiły około 16 mln ton ropy naftowej i około 40 mld metrów sześciennych gazu, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Aby urzeczywistić te zamiary, w kolejnych latach nakłady na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów winny wynosić ok. 700 mln zł. rocznie.

1 marca 2007 roku PGNiG ogłosiło, że kupuje od amerykańskiego koncernu Exxon-Mobil 15 proc. udziałów w spółce, która ma prawo do eksploatacji złóż gazu i ropy naftowej Skarv i Snadd na dalekiej północy Norwegii. Złóża mieszczą prawie 36 mld metrów sześciennych gazu i 15 mln ton ropy. Ich eksploatacja ma się zacząć w 2011 roku. Dzięki zakupieniu 15 proc. udziałów w spółce Polska ma prawa do 5-6 mld metrów sześciennych gazu z norweskich złóż.

Kierownictwo PGNiG i rząd tłumaczył zakup norweskich złóż troską o zróżnicowanie źródeł dostaw, wejściem na nowy dotychczas „zaniedbany” rynek norweski, zdobyciem nowego know-how, lepszą pozycją w rozmowach z Norwegami o dostawach gazu mającym powstać rurociągiem Scanled. Krytycy zwracali uwagę na: po pierwsze stosunkowo wysoką cenę za kupione złoża¹⁷, po drugie, PGNiG na zagospodarowanie tych złóż miało wydać więcej niż uzyskało z emisji akcji w 2005 roku, po trzecie, że w Polsce w dziedzinie poszukiwań jest jeszcze wiele do zrobienia, zwłaszcza na poziomach poniżej 3000 m.p.m. które nie są rozpoznane.

Kiedy kupowane były udziały w złożach norweskich, w kraju ślimaczył się przetarg i wszelkie związane z nim sprawy dotyczące budowy odazotowni w Grodzisku i eksploatację złóż Lubiaków - Międzychód - Groty (LMG) w Zielonogórskim zawierających 7,5 mln ton ropy i 5 mld metrów sześciennych gazu.

W połowie lipca 2007 roku PGNiG ogłosiło, że w roku 2008 wydobędzie 4,6 mld metrów sześciennych, a rok później 5 mld metrów sześciennych gazu, mimo że w prospekcie emisyjnym zapisano wzrost wydobycia krajowego do 5,5 mld metrów sześciennych.

nych w 2008 roku. Wchodząc na giełdę PGNiG zapewniało, że zwiększy wydobycie ropy z 0,7 do 1,4 mln ton w 2008 roku. W 2006 roku zmieniono tę prognozę na 1,1 mln ton ropy w 2010 roku.

22 czerwca 2008 roku PGNiG ogłosiło, że w roku 2013 zamierza zwiększyć wydobycie ropy do 0,9 mln ton w stosunku do 0,52 mln ton w 2007 roku. Po zmianie prognozy zapowiedzi PGNiG z oferty publicznej miały być spełnione tylko w dwóch trzecich i z poślizgiem pięciu lat. Zwiększone wydobycie ropy miała zapewnić PGNiG eksploatacja złóż Lubiatów - Międzychód - Groty (LMG) w Zielonogórskim. Wiosną 2008 roku odchodzący zarząd PGNiG ogłosił, że dostał dwie oferty na zagospodarowanie złoża - za 1,7 mld zł brutto od konsorcjum wielkopolskiej spółki PBG oraz za 1,95 mld zł od konsorcjum firmy Control Process z Tarnowa. Nowy zarząd PGNiG wybrał ofertę PBG.

Złoża LMG zawierają 7,5 mln ton ropy i 5 mld metrów sześciennych gazu. Na przygotowanie eksploatacji PGNiG miało wydać - według kursu z dnia podjęcia decyzji przez zarząd czyli z 22 czerwca - równowartość 780 mln dol. To o jedną trzecią więcej, niż gazowy koncern wyłoży na przygotowanie eksploatacji złóż w Norwegii, z których ma wydobyc ok. 2,5 mln ton ropy i 5,4 mld metrów sześciennych gazu.

Gaz niekonwencjonalny

Po wyborach parlamentarnych w 2007 roku w debacie publicznej mocniej niż to się działo wcześniej zaczynają pobrzmiwać głosy mówiące o zwiększeniu tempa eksploatacji polskich złóż gazu i znaczącym zwiększeniu nakładów inwestycyjnych na poszukiwanie nowych złóż gazu w kraju. Przez dwa lata po wyborach mówiło się właściwie tylko o poszukiwaniu złóż konwencjonalnych w nowych okolicach oraz na większych głębokościach. Niemal niedostrzegalnie na polu wydobycia gazu ziemnego w Polsce rozprzestrzeniła się „pełzająca rewolucja”, związana z poszukiwaniami gazu ziemnego w złożach niekonwencjonalnych (tight gas, shale gas). Zainteresowanie koncernów zagranicznych poszukiwaniem gazu łupkowego w Polsce rosło wraz ze wzrostem cen gazu oraz upowszechnianiem się wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych w USA. Pierwsze koncesje na poszukiwanie złóż tego gazu wydano w drugiej połowie 2007 roku. Nasz kraj ma – jak twierdzą geolodzy – najlepsze w Europie warunki geologiczne do wydobycia gazu ziemnego z takich złóż. Opracowania firm amerykańskich szacują nasze zasoby gazu łupkowego na co najmniej 1,5 bln metrów sześciennych. Eksperci twierdzą jednak, że wydobycie ze złóż niekonwencjonalnych ruszy prawdopodobnie nie wcześniej niż za 8-10 lat. Koszt odwiercenia otworu do złoża gazu z łupków, wraz z koniecznymi pracami dodatkowymi (m.in. szczelinowaniem), wynosi około 15 mln dol., niemniej, wraz z rozpowszechnieniem technologii, cena ta spada.

23 kwietnia 2010 roku PGNiG podało, że ma 11 samodzielnych koncesji na gaz z łupków: dwie w okolicach Gdańska, cztery w okolicach Warszawy i pięć na Lubelszczyźnie. PGNiG przygotowało pytanie ofertowe do amerykańskich i polskich firm na rozszczelnienie skały w odwiercie. Poza pracami na swoich koncesjach PGNiG zainteresowane było i jest współpracą z innymi firmami, które prowadzą w Polsce poszukiwania gazu z łupków. „Z Maratonem podpisaliśmy list intencyjny o współpracy w rejonie Płońska, a z Chevronem prowadzimy rozmowy o współpracy” - powiedział portalowi wnp.pl wiceprezes Dudziński. „Ministerstwo Środowiska wydało 58 koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce i spodziewa się, że takie pozwolenia zostaną wydane kolejnym kilku inwestorom” – powiadomił 9 czerwca 2010 roku wiceminister Henryk Jeziński. „Generalnie obszar koncesji w poszukiwaniu gazu łupkowego obejmuje 12 proc. naszego kraju” – podkreślił przedstawiciel resortu środowiska. „Toczą się procedury, żeby udzielić kolejnych koncesji. Rzeczywiście, jest dość duże zainteresowanie. [...] Jeszcze kilka może być wydanych” - powiedział wiceminister.

Koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce udzielono głównie amerykańskim firmom Exxon Mobil i Chevron. Spółki kontrolowane przez skarbu państwa, PGNiG oraz PKN Orlen, z opóźnieniem przystąpiły do procesu koncesyjnego na gaz w łupkach.

12 stycznia 2009 Państwowy Instytut Geologiczny (PIG) wydaje oświadczenie „Na 650 mld metrów sześciennych szacowano kilka lat temu perspektywiczne złoża gazu ziemnego. W ostatnich latach w Polsce udokumentowano poza tym nowe zasoby” Perspektywiczne i nowo udokumentowane zasoby wskazują na możliwość odkrycia nowych złóż i pokrycia w większym stopniu zapotrzebowania krajową produkcją - ocenia PIG. Według ostatnich oficjalnych danych - bilansu zasobów gazowych Polski na koniec 2007 r. - stan polskich wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 138,8 mld m³ - podał PIG.

Corocznie do 2015 roku PGNiG zamierza przeznaczać 600-650 mln zł na poszukiwania nowych złóż gazu ziemnego w Polsce - poinformował 25 lutego 2009 w Krakowie prokurent spółki, Stanisław Radecki. Z wypowiedzi wynikało, że średnie wielkości przeznaczane na inwestycje w latach 2001 – 2005 zostaną utrzymane. Według Stanisława Radeckiego utrzymanie takich nakładów inwestycyjnych powinno umożliwić odnawianie bazy zasobowej co najmniej na poziomie wydobycia. To powinno pozwolić na utrzymanie rocznego wydobycia gazu w kraju na poziomie 4,2 do 4,5 mld metrów sześciennych.

13 marca 2009 została opublikowana prognoza krajowego wydobycia gazu na rok 2009 i 2010. Wydobycie w tym okresie ma spaść do 4,3 mld metrów sześciennych gazu rocznie głównie dlatego, że lokalni odbiorcy gazu ograniczają zużycie surowca z bliskich im złóż.

Podziemne magazyny gazu

W Polsce pierwszy magazyn gazu uruchomiono w 1954 roku w Roztokach k. Jasła i miał pojemność 24 mln metrów sześciennych gazu. W 1993 roku polskie podziemne magazyny gazu (PMG) mogły pomieścić 620 mln metrów sześciennych gazu i istniały następujących lokalizacjach w Strachocinie (dawne woj. krośnieńskie), Husowie (dawne przemyskie), Swarzowie (dawne tarnowskie) i Brzeźnicy (dawne rzeszowskie).

Według koncepcji z początku lat 90., w roku 2000 Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo miało posiadać ok. 2 mld metrów sześciennych pojemności magazynowych na gaz ziemny, a w roku 2010 - 5 mld metrów sześciennych. Planowano m.in. budowę magazynu mieszczącego 1,1-1,5 mld metrów sześciennych w Tuligłowach k. Przemyśla i powiększenie magazynów w Strachocinie.

Na początku 1995 roku Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu ogłosił, że zamierza uruchomić gigantyczny podziemny magazyn gazu w kopalni w Wierzchowicach na Dolnym Śląsku. Zbiornik miał mieć pojemność czynną 4 mld metrów sześciennych gazu, czyli prawie tyle, ile wynosiło ówczesne roczne krajowe wydobycie tego paliwa. W wierzchowickiej kopalni wydobywano od lat 70. gaz azotanowy. Złoże na początku lat 90. było już wyczerpane, zaś eksploatacja kopalni miała się zakończyć do 30 marca 1995 roku. W 1995 roku zrealizowano tzw. etap zerowy, tzn. na próbę wpompowano w złoże 100 mln metrów sześciennych gazu.

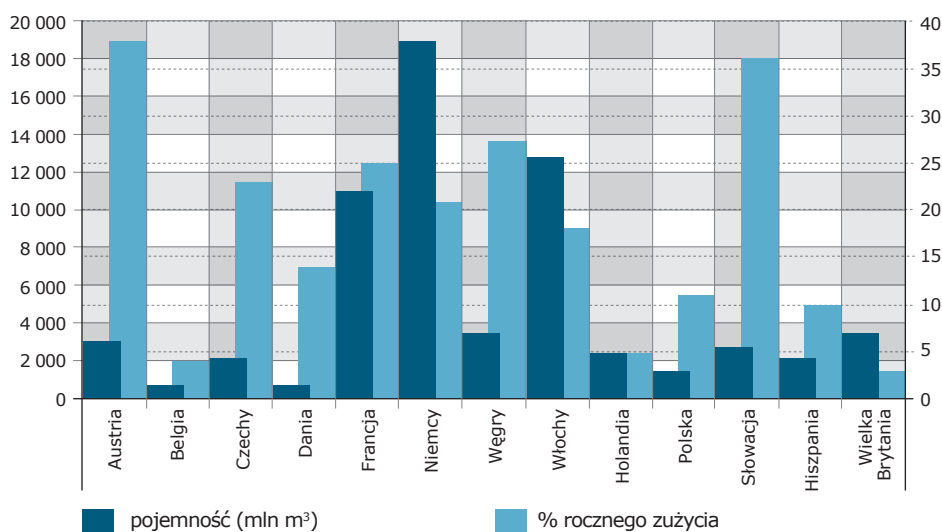
Pod koniec września 1996 roku PGNiG pożyczycyło 180 mln ECU od Europejskiego Banku Inwestycyjnego na budowę zbiorników gazu ziemnego w Wierzchowicach. Kredyt został zaciągnięty na 17 lat z pięcioletnią karencją. Koszt inwestycji oceniany był wtedy na 370 mln dolarów, bez kosztów gazu, który musiał być wtłoczony do magazynu, aby panowało w nim minimalne ciśnienie (tzw. gaz buforowy). PMG Wierzchowice rozpoczęły prace już w sezonie grzewczym 1995/96. W 1996 roku zbiornik miał już okazję wspomagać krajowy system gazowniczy. Do 2002 roku pojemność zbiornika miała wynieść ok. 2 mld metrów sześciennych, docelowo miała to jednak być 4,3 mld metrów sześciennych.

W 1996 roku, w związku z kolejnymi rozmowami dotyczącymi inwestycji jamalskiej, zaczęło rodzić się coraz więcej pytań, w tym pytania o pewność dostaw, a co za tym idzie także o budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu. Zdaniem ówczesnych przedstawicieli rządu, najlepszą gwarancją na ciągłość dostaw do Polski będzie to, iż jeśli Rosja przestałaby dostarczać paliwo do naszego kraju, jednocześnie

przerwałaby dostawy także do RFN. W tamtym okresie powstają w resortach zajmujących się sprawami gazu plany rozbudowy PMG w Polsce. - Chcemy, by w magazynach znajdowały się rezerwy gazu na 70-100 dni – twierdził wiceminister przemysłu Roman Czerwiński na początku lutego 1996 roku. W poniższej tabeli zaprezentowano, jak duże Polska musiałaby mieć pojemności magazynowe przy prognozowanej wówczas konsumpcji gazu przez PGNiG (27 – 35 mld metrów sześciennych) i Ministerstwo Przemysłu (18 – 22 mld metrów sześciennych)

	18 mld rocznej konsumpcji	22 mld rocznej konsumpcji	27 mld rocznej konsumpcji	35 mld rocznej konsumpcji
70 dni	3,5	4,2	5,2	6,7
100 dni	4,9	6,0	7,4	9,6

W zależności od założonego wariantu, pojemności magazynowe na gaz musiałaby w ciągu 14 lat wzrosnąć dodatkowo od 2,9 do 9 mld metrów sześciennych. Magazyny musiałaby zostać zlokalizowane w różnych punktach i mieć różną charakterystykę pracy (potrzebne byłyby zarówno magazyny pracujące w „bazie” jak i w „szczytach”), mając to na względzie i zakładając średni koszt budowy 1 metra sześciennego pojemności magazynowej czynnej (bez kosztu gazu, jaki musi być wtłoczony do magazynu jako bufor podtrzymujący w nim minimalne ciśnienie) w tamtym czasie na poziomie 0,8 – 1 zł należało liczyć się z wydatkami rządu od 2,32 do 9 mld zł.



Pojemności magazynowe w wybranych państwach na koniec 2008 r.

W następnych latach wybudowano podziemne magazyny gazu w Wierchowicach i Mogilnie (zbiornik kawernowy), w których łącznie na początku 2004 roku można było pomieścić dodatkowo około 800 mln metrów sześciennych gazu ziemnego.

W tym czasie PGNiG korzystało z magazynów znajdujących się na Ukrainie. Rozbudowa podziemnych zbiorników w Polsce następowała powolnie ponieważ:

1. taryfa za gaz nie uwzględniała należytej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału w magazyny
2. budowa podziemnych magazynów jest inwestycją kosztochłonną
3. inwestycje w magazyny są inwestycjami wieloletnimi, czyli obejmują okres dłuższy niż średni cykl trwania rządu i zarządu danej spółki
4. samo PGNiG ze względu m.in. na prowadzoną politykę taryfową nie posiadało środków na pokrycie chociażby wkładu własnego do zrealizowania budowy

W połowie lutego 2004 roku Gazprom wstrzymał bez uprzedzenia transport gazu przez Białoruś do Polski. Okazało się wtedy, że polskie magazyny gazu mają pojemności niecałych 1,5 mld metrów sześciennych, a w lutym było w nich tylko 450 mln metrów sześciennych paliwa (część polskich zapasów była w tamtych latach przetrzymywana na Ukrainie). Skłoniło to, jak mogło się wtedy wydawać, odpowiednie czynniki do podjęcia kilku decyzji lub/i złożenia kilku zapewnień. Na początku kwietnia 2004 roku wiceminister skarbu Ignacy Bochenek stwierdził, że w lipcu tamtego roku PGNiG miało rozpocząć rozbudowę podziemnego zbiornika gazu w Wierchowicach. Według jego danych, w trzy lata po zakończeniu pierwszego etapu rozbudowy podziemnego zbiornika gazu w Wierchowicach - będzie w nim można przechowywać 1,2 mld metrów sześciennych surowca. Pojemność zbiornika budowanego od 1995 roku wynosiła w 2004 roku ok. 0,5 mld metrów sześciennych.

Zdaniem wiceministra Bochenka rozbudowa zbiornika w Wierchowicach do pojemności 1,2 mld metrów sześciennych miała kosztować 916 mln zł. Tymczasem według PGNiG w 2003 roku nakłady inwestycyjne na magazynowanie gazu wyniosły 50 mln zł, a plany na 2004 roku przewidywały kwotę 66 mln zł.

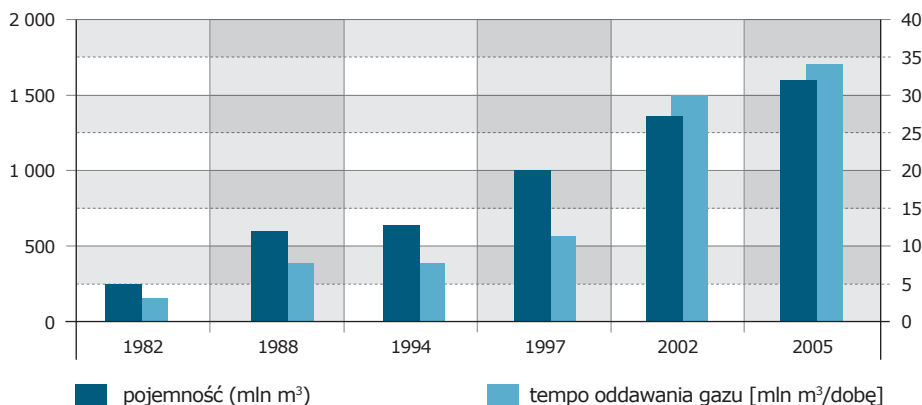
Na początku sierpnia 2004 roku PGNiG wydało komunikat, że zamierza podzielić się z zagranicznym wspólnikiem zyskiem z przechowywania gazu. Jednym z priorytetów PGNiG stała się planowana od kilku lat rozbudowa największego w Polsce podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach. Do 2004 roku spółka zainwestowała w ten zbiornik prawie 365 mln zł (nie licząc kosztów gazu buforowego). Zwiększenie pojemności magazynu z 0,5 do 1,2 mld metrów sześciennych gazu miało kosztować jeszcze około 551 mln zł (według PGNiG). PGNiG do 16 sierpnia 2004 roku czekało

na zgłoszenia partnerów gotowych dołożyć pieniądze i na utworzenie z PGNiG spółki, która zajmie się nie tylko rozbudową, ale także eksploatacją magazynu w Wierzchowicach. Nikt się nie zgłosił.

Niepowodzenie mogło wynikać z kilku powodów:

1. polityka taryfowa Urzędu Regulacji Energetyki (trudno oczekiwać, że inwestor wyłoży własne środki nie mając przynajmniej wysoce uprawdopodobnionych zysków z takiej inwestycji)
2. krótki termin na zgłaszanie ofert
3. warunki, jakie zostały postawione
4. faktyczna niechęć do rzeczywistej realizacji inwestycji, o czym mogą świadczyć dwa powyższe punkty oraz pragnienie maksymalnego ograniczania inwestycji (tak zwane „masowanie spółki”) przed jej debiutem giełdowym, który miał nastąpić w roku następnym

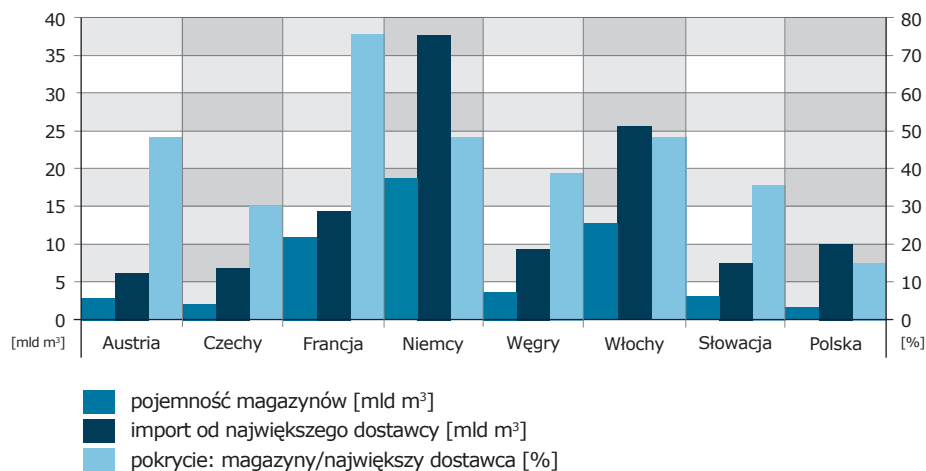
W prospekcie emisyjnym PGNiG znajduje się zapis mówiący o przeznaczeniu $\frac{1}{4}$ wpływów czyli 700 mln zł ze środków, jakie będą pochodziły z emisji akcji na rozbudowę podziemnych magazynów gazu. PGNiG jednakże nie okazywało pośpiechu w opracowywaniu dokumentacji, uzyskiwaniu pozwoleń na budowę i rozpisywaniu przetargów na budowę lub rozbudowę podziemnych magazynów gazu ziemnego.



Pojemności magazynowe i możliwości odbioru gazu ziemnego w Polsce

W lecie 2006 roku Sejm przyjął nowelizację ustawy Prawo energetyczne, w której znalazł się zapis o tworzeniu w Polsce zapasów obowiązkowych w wysokości 3 proc. rocznego importu (poprzedni zapis dopuszczał tworzenie zapasów obowiązkowych także poza granicami kraju, z czego przez wiele lat korzystało PGNiG przechowując zapasy w zbiornikach na Ukrainie). Jednocześnie zostały podjęte starania o przeznaczenie części środków pochodzących z funduszy UE na rozwój infrastruktury na dofinanso-

wanie rozbudowy i budowy PMG w Polsce. Ostatecznie w 2007 r. rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego należących do PGNiG została wpisana na listę projektów indykatywnych Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko Priorytet X, dzięki czemu możliwe było dofinansowanie ze środków UE.



Źródło: BP Statistical Review, dane za 2009

16 lutego 2007 roku uchwalono ustawę o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Nowe przepisy wprowadzały obowiązek posiadania przez podmioty importujące gaz ziemny do Polski zapasów obowiązkowych. Wielkość docelowa zapasów obowiązkowych, jaka ma być osiągnięta w 2012 roku to ilość gazu z 30 dni rocznego importu. Magazyny w których będą przechowywane te zapasy mają mieć możliwość wydania ich do systemu gazowego w czasie 40 dni. Zapasy te będą mogły być odbierane z magazynów w ciągu 40 dni.

W ustawie znajdują się także zapisy sankcyjne i motywacyjne, to znaczy z jednej strony określono kary dla spółek, które nie będą posiadały zapasów obowiązkowych gazu ziemnego a z drugiej określono minimalną stopę zwrotu z kapitału zainwestowanego w budowę podziemnych magazynów gazu na poziomie 6 proc. (dokładny sposób wyliczania stopy zwrotu został przedstawiony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki ze stycznia 2008 roku). Oprócz zapasów obowiązkowych należy policzyć pojemności potrzebne na przechowywanie sezonowych zapasów operacyjnych w zbiornikach, które będą napełniane w lecie, a opróżniane w zimie (tak jak to się działo do czasu wejścia w życie ustawy i dzieje się obecnie). Ich wielkość przy obecnej wielkości importu na poziomie 10 mld metrów sześciennych gazu rocznie po-

winna wynosić minimum 2,2 mld metrów sześciennych. W poniższej tabeli przedstawiono zapotrzebowanie na pojemności pod zapasy obowiązkowe w zależności od wielkości importu.

wielkość importu [mln m ³ /rok]	10 000	12 000	14 000	16 000	18 000
ilość zapasów obowiązkowych [mln m ³]	800	960	1 120	1 280	1 440
minimalne tempo poboru [mln m ³ /24h]	20	24	28	32	36

Zważywszy, że prognozowany przez PGNiG popyt na rok 2015 wynosi 17 – 18 mld metrów sześciennych gazu należy przyjąć, że pojemność zbiorników, jakie zaspokajałyby zapotrzebowanie na magazynowanie zapasów obowiązkowych i operacyjnych powinna wynosić co najmniej 3,4 mld metrów sześciennych gazu.

Magazyny, w których będą przetrzymywane zapasy obowiązkowe, powinny mieć możliwość oddawania gazu do systemu przesyłowego w tempie co najmniej 28 mln metrów sześciennych na dobę (pod koniec 2009 roku maksymalne tempo odbioru gazu ze wszystkich magazynów – pod warunkiem ich całkowitego napełnienia – wynosiło około 34 mln metrów sześciennych).

Należy przewidywać, że to właśnie zagwarantowanie odpowiedniego tempa oddawania gazu, a nie ogólna wielkość pojemności magazynowych, będą w przyszłości problemami narodowego operatora systemu magazynowania gazu. Dla porównania w poniższej tabeli przedstawiono stan magazynów gazu w Polsce na koniec 2007 roku:

Lokalizacja	Swarzów	Strachocina	Brzeźnica	Husów	Wierchowice	Mogilno	Razem
Typ magazynu	złoże szcerpane	złoże szcerpane	złoże szcerpane	złoże szcerpane	złoże szcerpane	kawerny	
Pojemność czynna [mln m ³]	90	150	65	400	575	416	1693
Pojemność buforowa [mln m ³]	111	530	77	500	5094	171	6483
max. wydajność zatłaczalni [mln m ³ /24h]	0,75	1,55	0,79	2,40	3,60	9,60	18,69
max. wydajność odbioru [mln m ³ /24h]	1,15	1,24	0,84	5,76	4,32	20,64	33,95
czas odbioru [doby]	90	166	100	90	150	35	
ilość odwiertów eksploatacyjnych /kawern	9	33	5	27	18	10	

W listopadzie 2008 roku PGNiG przyjęło strategię rozwoju spółki zakładającą między innymi wzrost wielkości pojemności magazynowych do 3,6 mld metrów sześciennych w roku 2015 i przewidującą tempo oddawania gazu do systemu przesyłowego ok. 50 mln metrów sześciennych na dobę.

Ustawa o zapasach rodzi co najmniej dwa skutki: zatrzymanie na kilka lat mogącej pojawić się ze strony dostawców wschodnich konkurencji oraz konieczność wybudowania w latach 2007 – 2012 co najmniej 800 mln metrów sześciennych pojemności magazynowych. Pierwszy skutek oznacza, że skoro PGNiG rozbudowuje swoje zbiorniki, będzie mogło odesłać z kwitkiem konkurencję, która zgodnie z prawem chciałaby wynająć wolne miejsce w magazynie. Monopolista gazowy może tłumaczyć - zgodnie z prawdą - że nie ma wolnego miejsca.

Konieczność posiadania zbiorników gazu uwidacznia się zwłaszcza w czasie różnego rodzaju kryzysów. Podczas styczniowego kryzysu gazowego w 2009 roku po 12 dniach cztery kraje wyczerpały swoje zapasy gazu – Bułgaria, Serbia, Macedonia i Bośnia. W tym samym czasie tylko na trzynaście dni zapasów surowca - i to przy restrykcjach dotyczących jego zużycia - starczyło Słowakom i na dwadzieścia dni Chorwatom.

23 lutego 2009 roku PGNiG ogłosiło, że chce wybudować z kontrahentem zewnętrznym „komercyjny” magazyn gazu w okolicach Goleniowa niedaleko Szczecina. Zbiornik miałby od 400 a 800 mln metrów sześciennych pojemności, budowy miała się podjąć spółka celowa z udziałem PGNiG na poziomie co najmniej 50 proc. Budowa miałaby ruszyć najwcześniej w 2011-2012 roku. Trzy miesiące później, 17 maja 2009 roku, nastąpiło wmurowanie aktu erekcyjnego pod budowę podziemnego zbiornika gazu we wsi Mosty w gminie Kosakowo, w woj. pomorskim. Inwestycja obejmuje wykonanie dziesięciu komór magazynowych o łącznej pojemności roboczej 250 mln metrów sześciennych gazu. Zakończenie inwestycji planowane jest na 2020 rok, przy czym do roku 2014 przewiduje się uzyskanie pojemności magazynu na poziomie 100 mln metrów sześciennych. Na budowę podziemnego magazynu gazu Kosakowo PGNiG wyda około 700 mln zł.

Po przyjęciu przez struktury unijne pakietu klimatyczno – energetycznego (3x20) stało się oczywiste, że popyt na gaz w Polsce będzie rósł szybciej, niż przewidywano. Główną branżą powodującą wzrost popytu będzie szeroko pojęta elektroenergetyka i ciepłownie. Zanim rozpocznie się budowa elektrowni gazowych, musi być rozwiązany problem zagwarantowania im dostaw gazu. Inaczej jakakolwiek awaria gazociągu mogłaby spowodować problemy energetyczne. Kluczowe jest jednak zapewnienie dostaw gazu, nie tylko na odcinku przyłączenia, ale i zapasów na wypadek przerw w dostawach surowca.

W połowie 2009 r. PGNiG po uzgodnieniach z URE powołuje Operatora Systemu Magazynowego w ramach swojej struktury, który ogłasza rozpoczęcie procedury na zgłaszanie zapotrzebowania na pojemności magazynowe przez wszystkie zainteresowane taką usługą podmioty. W lipcu PGNiG udostępniło 627 mln metrów sześciennych pojemności w podziemnych magazynach gazu (w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie). 26 sierpnia 2009 zakończył się ogłoszony przez PGNiG czas zgłaszania zapotrzebowań (ang. „open season”) na pojemności magazynowe. Oprócz samego PGNiG nikt jednak nie zgłosił zapotrzebowania na pojemności magazynowe. Nawet Emfesz Polska, który w marcu 2006 roku zawarł z ZA Puławy umowę na dostawy 150 mln metrów sześciennych gazu rocznie, ale nie mógł jej zrealizować ze względu na brak możliwości utworzenia zapasów obowiązkowych, ani też firma EWE Energia sprzedająca gaz na zachodzie kraju i należąca do niemieckiej grupy EWE.

9 listopada 2009 roku powstał pierwszy w Polsce magazyn wykorzystujący pojemność wyczerpanego złoża ropno-gazowego. Został otwarty w Daszewie (woj. zachodniopomorskie). Pojemność czynna PMG Daszewo wynosi 30 mln metrów sześciennych przy maksymalnej wydajności ok. 16 tys. m³/godz. Po wyczerpaniu obecnie eksploatowanych złóż (lata 2015 -2018) PMG Daszewo z obecnego magazynu na gaz zaazotowany zostanie przekształcony w zbiornik gazu wysokometanowego.

Pod koniec 2009 roku mała i mało znana spółka UGS Energy z Gdańska została wpisana na listę podmiotów ubiegających się o środki unijne na inwestycje w gazownictwie. Planowała wybudowanie zbiornika gazu za około 1 mld zł. Spodziewała się, że złamie monopol PGNiG na przechowywanie „błękitnego paliwa”. Zbiornik miałby powstać w latach 2014-2015 w Marianowie k. Stargardu Szczecińskiego za ok. 980 mln zł. UGS rozmawiała o projekcie z polskimi i zagranicznymi inwestorami. Starła się także o 270 mln zł dofinansowania z UE. Docelowo magazyn miał mieścić 1,5 mld metrów sześciennych. Zdaniem UGS Energy zadanie „ma kluczowe znaczenie dla Polski z uwagi na projektowane w tym regionie połączenie transgraniczne i budowę portu-terminalu LNG w Świnoujściu”. Zbiornik spółki UGS Energy może być konkurencją dla PGNiG, które chce budować magazyn w Goleniowie pod Szczecinem. 23 czerwca 2010 roku polski rząd dostał od Komisji Europejskiej zgodę na dofinansowanie w wysokości 1,539 mld zł (390 mln euro) budowy i rozbudowy podziemnych magazynów gazu PGNiG. Dzięki temu Polska ma zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i lepiej reagować na przerwy w dostawach. Zamiar dofinansowania czterech inwestycji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. polski rząd zgłosił do Brukseli w listopadzie 2009 roku (rozbudowa magazynów i ich dofinansowanie zostały wpisane na listę projektów współfinansowanych z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w 2007 roku). Chodziło o zwiększenie pojemności podziemnych magazynów gazu w Strachocinie na Podkarpaciu i Wierzchowicach na Śląsku, w Mo-

gilnie w Kujawsko-Pomorskiem oraz budowę nowego podziemnego magazynu gazu w Kosakowie na wybrzeżu Bałtyku. Zgoda KE była potrzebna, ponieważ dofinansowanie publiczne tej inwestycji stanowi pomoc publiczną.

Koszty dywersyfikacji i jej braku

Opinia publiczna otrzymuje czasem jasny komunikat co do podstaw relacji gospodarczych i politycznych. Takim komunikatem było chociażby stwierdzenie wiceprezesa Gazpromu Aleksandra Miedwiediewa: „Nowy mechanizm, powiązanie cen z bieżącymi notowaniami gazu, zgodziliśmy się zastosować tam, gdzie rynek jest płynny i konkurencyjny. Tak jest w Niemczech, ale tam rynek ma inną strukturę niż w Polsce”.

Dywersyfikacja przybiera wiele postaci. Po pierwsze jest to dywersyfikacja źródeł – gaz odbierany jest z różnych niezależnych od siebie źródeł (państw), przykład to tzw. Kontrakt Norweski czy terminal LNG;

Dywersyfikacja tras – ten sam gaz (z tego samego źródła i od tego samego dostawcy) odbierany jest poprzez dodatkowe trasy, przykład to odbieranie gazu rosyjskiego przez Niemców z rurociągu Nord Stream i Rurociągu Jamalskiego;

Dywersyfikacja kontraktów – ten sam gaz (z tego samego źródła i od tego samego dostawcy dostarczany tą samą trasą) dostarczany jest w różnych kontraktach różniących się szeroko pojętymi warunkami dostaw (formuła cenowa, waluta rozliczenia, terminy płatności, długość obowiązywania, dzienne/miesięczne i kwartalne zarezerwowane odbiory gazu itd.);

Dywersyfikacja dostawców – ten sam gaz (z tego samego źródła, dostarczany tą samą trasą) dostarczany jest przez różnych dostawców, przykład to zamiana w 2003 roku przez Polskę Gazpromu jako dostawcy gazu na jego afiliowane spółki EuralTransGas, a następnie RosUkrEnergo.

Polska, niestety, dywersyfikacją źródeł cieszyć się dziś nie może. Trzema z głównymi czynnikami przeciwdziałającymi dokonaniu zróżnicowania dostaw gazu do naszego kraju były:

1. korzystne relacje cenowe gazu rosyjskiego dostarczanego do naszego kraju wobec cen gazu np. w Niemczech czy Norwegii w latach 90.
2. wielkości dostaw gazu, jakie zostały zapisane w kontrakcie jamalskim, które należało odebrać, ale nie można ich było eksportować (klauzula o zakazie reeksportu w kontrakcie jamalskim)

3. corocznie negocjacje z Rosjanami w latach 90. dotyczące dostaw gazu dające łatwe narzędzie do wywierania wpływu czy wręcz nacisku na Polskę.
4. polityka regulacyjna władz RP w sektorze gazowniczym (opłaty, stawki, taryfy)
5. brak ciągłości działań i konsekwencji w działaniu wynikający ze zmiany rządów i rządów

Rozważając skutki braku różnicowania źródeł dostaw gazu ziemnego do kraju należy z problemem zmierzyć się w szerszym kontekście i uwzględnić czynniki, jakie wpływają na rynek gazu w Polsce. Są to między innymi:

1. liberalizacja rynku gazu ziemnego, która oznaczałaby podwyżkę cen gazu ziemnego dla odbiorców zużywających do 8000 metrów sześciennych rocznie
2. liberalizacja rynku energii elektrycznej i ciepłownictwa, ponieważ to elektroenergetyka i ciepłownictwo mogłyby najbardziej przyczynić się do wzrostu konsumpcji gazu ziemnego (najczęściej kosztem węgla kamiennego)
3. zasady korzystania z wolnych mocy gazociągów przesyłowych i sposobów rozliczania kosztów funkcjonowania takich gazociągów
4. zasady ustanawiania taryf za przesył, magazynowanie i dystrybucję gazu ziemnego
5. system koncesyjno-podatkowy związany z wydobyciem gazu krajowego

Z teorii i praktyki ekonomii wynika, że lepiej dzieje się temu odbiorcy, który ma wybór pomiędzy różnymi dostawcami. Im dostawców jest więcej, tym pozycja konsumenta jest lepsza. Im większy konsument, dokonujący znacznych zakupów danego dobra, tym jego pozycja przetargowa w stosunku do dostawców jest lepsza. Te, przynajmniej, niezbyt odkrywcze stwierdzenia odnoszą się też do międzynarodowego rynku gazu ziemnego, na którym panuje oligopol dostawców.

Od 2006 roku Polska kupuje od Gazpromu i jego spółki afiliowanej (RUE) więcej gazu niż kupuje Francja, oddalona o 1200 km (licząc długością rurociągów) dalej od wschodnich źródeł gazu niż nasz kraj, a Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo płaci ceny bardzo zbliżone (o ile nie większe) do cen jakie płaci francuski GdF. Odpowiedź, dlaczego tak się dzieje, brzmi: Francja ma do wyboru (dostawy realizowane za pomocą rurociągów) gaz holenderski, norweski, rosyjski, brytyjski, algierski oraz gaz z wielu innych państw (Norwegia, Nigeria, Trinidad i Tobago, Algieria, Egipt, Arabia Saudyjska, Katar, Australia itd.) dostarczany poprzez terminale importowe LNG.

Aby móc porównywać różne kontrakty jakie zostają zawarte na dostawy gazu należy znać m.in. następujące dane:

1. długość (czas) trwania kontraktu
2. cena/formuła cenowa i sposób zmiany ceny

3. sposób obliczania danych do formuły cenowej
4. miejsce w które produkt będzie dostarczany (punkt odbioru produktu)
5. elastyczność kontraktu
6. waluta kontraktu i termin zapłaty
7. czy produkty są takie same

Ad. 1. Kontrakty krótkookresowe są to umowy na 3 – 5 lat, kontrakty średniookresowe to umowy na 6 – 10 lat, kontakty długookresowe to umowy na powyżej 10 lat.

Ad. 2. Cena w kontraktach handlowych zawieranych na dostawy gazu ziemnego właściwie nigdy nie jest stała, ale jest zmienną zależną od wskaźników wynegocjowanych przez strony. W większości zdarzeń to cena związana z ceną ropy naftowej lub/i cenami produktów powstających w wyniku procesu rafinacji ropy naftowej czyli cenami lekkiego oleju opałowego i ciężkiego oleju opałowego (czasami gazu LPG). W specyficznych przypadkach formuły cenowe na dostawy gazu ziemnego mogą być związane z innymi cenami. Jako przykład można podać ceny gazu ziemnego, jaki miał być dostarczany do USA jednej z tamtejszych hut gdzie ceny gazu były związane z cenami stali na rynku USA i kosztami siły roboczej. Wraz z rozwojem rynku LNG formuły cenowe w zawieranych kontraktach na dostawy gazu rurociągami coraz częściej w pewnym określonym stopniu zaczynają być związane z notowaniami LNG dostarczanym do określonego portu (terminala importowego LNG). Ponadto przy zawieraniu kontraktu należy ustalić okres zmiany ceny według formuły cenowej np. cena na dany miesiąc może być obliczana od średniej ceny z notowań lekkiego oleju opałowego i ciężkiego oleju opałowego za poprzedni miesiąc lub też cena będzie obliczana od średniej ceny z notowań lekkiego oleju opałowego i ciężkiego oleju opałowego za ostatnie 6 miesięcy.

Ad. 3. Formuła cenowa jest obliczana na podstawie INCOTERMS czyli międzynarodowych formuł handlowych wraz z wskaźnikami podwyższającymi lub obniżającymi cenę wyliczoną na zasadzie formuły ogólnej.

Ad. 4. Ten punkt ściśle koresponduje z punktem wcześniejszym, strony umowy muszą uzgodnić cenę towaru w punkcie odbioru

Ad. 5. Na elastyczność kontraktu składają się takie czynniki jak:

1. wielkość podstawowa kontraktu
2. wielkość dostaw jaka może być zrealizowana ponad ustalony limit i poniżej ustalonego limitu
3. jaki musi być minimalny poziom odbioru czyli od jakiego poziomu nabywca musi zapłacić za zakontraktowy gaz bez względu na to, czy go odbierze

4. jakie są zamówienia (tak zwane nominacje) tygodniowe, miesięczne, kwartalne i na ile można je zmieniać w ciągu roku
5. w jakim czasie w razie nieodebrania minimalnej ilości zakontraktowanego gazu (według zasady „take or pay”), za którą zapłacono, można ją odebrać

Ad. 6. Walutą zapłaty w większości kontraktów jest dolar amerykański, ale oprócz niego występują także waluty takie jak euro, dolar australijski czy jen. Termin zapłaty dla większości kontraktów gazowych wynosi do 30 dni od momentu dostarczenia gazu do danego punktu odbioru (w przypadku LNG) lub też comiesięczne rozliczenia w ramach dostaw gazociągami. Można spotkać także trochę dłuższe terminy zapłaty, jednakże właściwie nigdy nie przekraczają one 45 dni.

Ad. 7. Często w prasie, a także literaturze, spotkać można się ze stwierdzeniem mówiącym o ilości zakontraktowanego gazu, a wielkość ta wyrażona/podawana jest w metrach sześciennych lub stopach sześciennych. Niestety, metr sześcienny gazu nie jest równy metrowi sześciennemu innego gazu. Na przykład 1 metr sześcienny gazu ziemnego liczony według rosyjskich norm GOST jest mniejszy niż 1 metr sześcienny liczony według polskiej normy o ok. 7 proc. (różnica ciśnienia i temperatury, w których Rosjanie dokonują swoich obliczeń, kwestia normy GOST została szerzej wyjaśniona wcześniej). Dodatkowo gaz ziemny nie jest produktem jednorodnym i może zawierać różne ilości metanu oraz gazów towarzyszących. Tym samym, różna będzie jego wartość kaloryczna i ciepło spalania. Gaz pochodzący z Algierii ma ciepło spalania ok. 42 MJ/m³, a gaz z Holandii ma ciepło spalania ok. 33 MJ/m³. Tym samym nie można w prosty sposób porównywać dwóch rodzajów gazu ziemnego patrząc wyłącznie na ich cenę nie mając na uwadze takich czynników, jak skład i wartość energetyczna. Co więcej, wartość opałowa gazu ziemnego dla niektórych odbiorców takich jak np. zakłady chemiczne, będzie mniej istotna, ważniejszy będzie skład pierwiastkowy dostarczanego im gazu ziemnego.

Biorąc pod uwagę czynniki, jakie zostały wyżej wymienione, trudno dokonać prostego porównywania kontraktów. Sprawa może być dyskusyjna ze względów metodologicznych, różne kontrakty niosą za sobą różne stopnie ryzyka (np. polski kontrakt z Norwegią rozliczany był w euro, a kontrakt z Rosją w dolarach) i na różnych poziomach (np. 1/3 ceny kontraktu norweskiego zależała od ceny węgla kamiennego, podczas gdy tego nośnika energii w ogóle nie było w formule cenowej kontraktu jamalskiego). Zawieranie różnych kontraktów o różnych warunkach i z różną elastycznością dostaw służy między innymi ograniczeniu ryzyka nagłych zmian warunków odbioru gazu ziemnego przez zamawiającego. Problem obliczenia kosztów alternatywnych braku dywersyfikacji budził, budzi i będzie budził wiele kontrowersji, ponieważ zależy od założeń, jakie zostaną przyjęte. Za dywersyfikację nie należy na przykład uznać zmian, jakie wynegocjował wicepremier

Marek Pol, który w latach 2002 – 2003 przyczynił się do obniżenia wielkości dostaw zapisanych w kontrakcie jamalskim, doprowadzając jednocześnie do tego, że znacznie więcej gazu w kontraktach krótkoterminowych ze Wschodu odbieraliśmy od różnego rodzaju pośredników w handlu gazem. Faktyczny dostawca (także częściowo pośrednik) gazu pozostał ten sam i jest nim rosyjski koncern Gazprom, gdyż kontrolował on i cały czas kontroluje wszystkie gazociągi (monopol ustanowiony przez państwo rosyjskie) na terenie Federacji Rosyjskiej. Takie ustawienie kontraktów dało Rosji w latach następnych duże możliwości wpływu na kształtowanie stosunków handlowych z Polską.

Bez względu na rozpatrywany projekt, który miał w przeszłości dokonać tak czy inaczej rozumianej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski, przy założeniu powolnego (takiego jak miał miejsce w latach przeszłych) rozwoju rynku gazu konieczna byłaby albo utrata pozycji rynkowej przez PGNiG albo wyasygnowanie przez PGNiG i/lub państwo polskie (np. gwarancje bankowe) środków na budowę infrastruktury, która byłaby wykorzystywana tylko w pewnej części. Infrastruktura ta mogła obejmować rurociągi, terminal CNG lub terminal importowego LNG.

Rozwiązaniem problemu dywersyfikacji nie byłoby także wybudowanie gazociągu z niemieckiego Bernau do Szczecina, o wstępnie projektowanej przepustowości 5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie, ponieważ:

1. zanim powstałby rurociąg, należałoby zagwarantować mu przynajmniej minimalne przepływy gazu mogące gwarantować jego opłacalność, czyli zakontraktować 2,5 mld metrów sześciennych gazu corocznego przesyłu tym rurociągiem na wiele lat, co oznaczałoby konieczność znalezienia rynku dla takich dodatkowych wolumenów dostaw gazu lub też zmniejszenia dostaw gazu od wschodniego dostawcy, co z kolei wiązałoby się z możliwością swobodnego wejścia po lipcu 2005 roku (termin po którym następowała liberalizacja rynku dla największych odbiorców) na polski rynek Gazpromu lub spółki przez niego afiliowanej
2. gaz jaki byłby kupowany z Bernau, byłby gazem rosyjskim dostarczanym via RFN z dodatkowymi marżami spółek niemieckich co oznacza, że jego cena nie mogła być mniejsza (nie powinna być mniejsza) niż gazu rosyjskiego dostarczanego do RP przez granicę wschodnią – na co przykładem jest cena gazu ziemnego zawartego w kontrakcie pomiędzy PGNiG a niemieckim VNG na dostawy poprzez rurociąg wchodzący na polską strefę terytorialną w Lasowie w 2006 r. (cena wyższa niż cena z kontraktu jamalskiego i kontraktu z RUE)
3. rurociąg Bernau – Szczecin współzależałby do spółki niemieckiej będącej strategicznym partnerem Gazpromu, więc od jej dobrej woli zależałoby czy i na jakich zasadach będą tłoczone, dostarczane tym rurociągiem do Polski większe ilości gazu (powyżej zakontraktowanych przykładowych 2 mld metrów sześciennych)

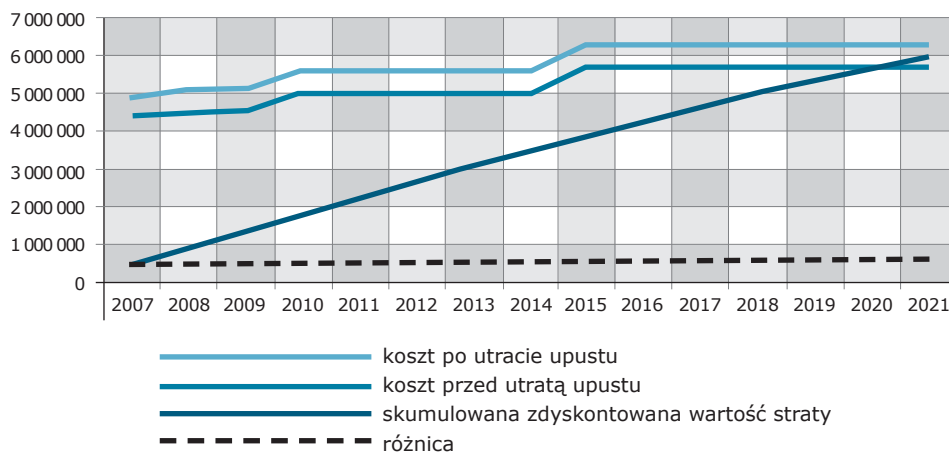
Należy ponadto zauważyć, że powstanie gazociągu to Bernau – Szczecin czy Bornicke – Police (projekt PGNiG i niemieckiej spółki VNG) o przepustowości pomiędzy 3 - 5 mld metrów sześciennych spowodowałyby w latach wcześniejszych, że budowa rurociągu z Norwegii czy budowa terminala LNG stanęłyby pod znakiem zapytania.

Kosztem braku dywersyfikacji można na pewno nazwać zwiększenie ceny gazu kupowanego w ramach kontraktu jamalskiego, wymuszone na PGNiG pod koniec 2006 roku. Gdyby był/mógł być realizowany tzw. kontrakt duński, w ramach którego PGNiG miało odbierać 2 mld metrów sześciennych od 2006 roku, polski potentat gazowy nie utraciłby upustu, jaki posiadał w formule cenowej kontraktu jamalskiego.

Zakładając:

1. stały koszt 1000 metrów sześciennych kupowanych w ramach kontraktu jamalskiego na poziomie 250 dolarów (średnia cena gazu bez uwzględniania wartości pieniądza w czasie jaką płać PGNiG za dostarczany gaz w okresie styczeń 2002 – grudzień 2009)
2. kurs złotego do dolara na poziomie 3 zł/dolara
3. obowiązywanie kontraktu do 2022 r.
4. odbieranie całości zakontraktowanego gazu (na poziomie zakontraktowanego plateau obowiązującego na 1 stycznia 2010 roku)
5. stopę dyskonta na poziomie 5 proc.

Koszt zmiany formuły cenowej przedstawia poniższy wykres (dane w tys. zł):

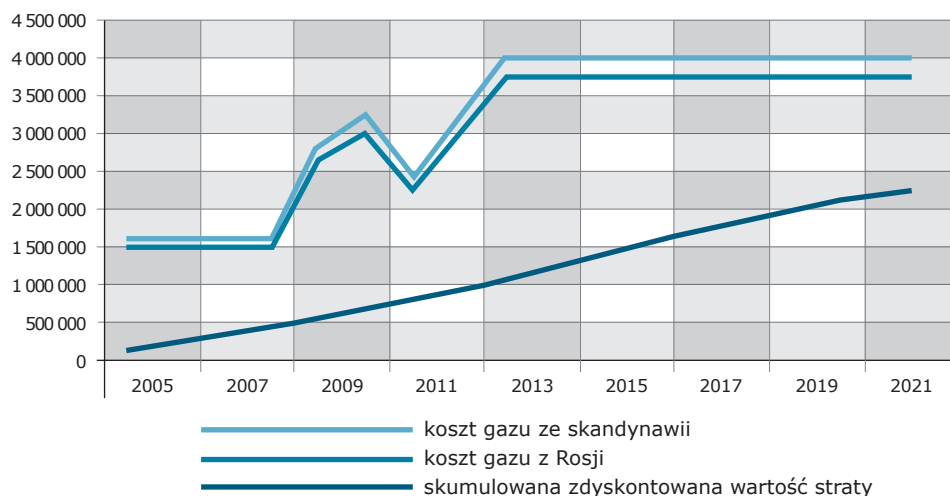


Gaz dostarczany przez VNG¹⁸ w ramach obowiązujących kontraktów jest najdroższym paliwem, jakie kupuje PGNiG. Kiedy EON i Bartimpex chciały wybudować rurociąg Bernau – Szczecin, zwróciły się do zarządu PGNiG z propozycją zakupu gazu z tego rurociągu według formuły cenowej obowiązującej dla VNG. Koszty tego gazu były wyższe niż koszty gazu, jaki miał być dostarczany w ramach kontraktu norweskiego i duńskiego. Zakładając, że do kosztów (braku) dywersyfikacji należy także doliczyć ceny gazu, jakie PGNiG musiałoby płacić za odbiór gazu w Niechorzu. Cena gazu skandynawskiego w kontraktach z dostawcami z Danii i osobno z Norwegii kształtowała się o kilka procent powyżej ceny gazu z Rosji w kontrakcie z OAO Gazpromem/OOO Gazexportem (średnio), przy czym porównywano ceny wewnątrz krajowego systemu przesyłowego. Kilkuprocentowa różnica w cenie nie stanowi faktycznej różnicy w kosztach, biorąc pod uwagę większą użyteczność gazu skandynawskiego. Wyższe ciepło spalania gazu skandynawskiego¹⁹ jest ważne dla krajowych odbiorców, ponieważ 2/3 gazu ziemnego w Polsce jest używane do celów energetycznych w przemyśle i w gospodarstwach domowych.

Zakładając:

1. stały koszt 1000 metrów sześciennych kupowanych w ramach kontraktu duńskiego i norweskiego po uwzględnieniu energetyczności i miejsca odbioru gazu na poziomie 7 proc. wyższym niż pierwotny kontrakt jamalski²⁰
2. kurs złotego do dolara na poziomie 3 zł/dolara
3. obowiązywanie kontraktu do 2022 roku (kontrakt norweski miał obowiązywać do 2024 roku jednak ze względu na porównywalność danych okres ten zostanie skrócony)
4. stopę dyskonta na poziomie 5 proc.

Koszty dostaw gazu skandynawskiego przedstawiałyby się następująco (dane w tys. zł):



Odchodzenie od rynkowych mechanizmów ustanawiania cen za gaz ziemny, na przekór pojawiającym się niekiedy opiniom, nie jest dla odbiorcy korzystne w długim okresie czasu, ponieważ zakłóca prawidłową alokację dóbr w gospodarce w średnim i długim okresie. Na przykładzie Białorusi i Ukrainy można prześledzić, jak niskie ceny gazu ziemnego „rozpieszczały” tamtejsze gospodarki. Obecnie prawie cała energia elektryczna na Białorusi produkowana jest z gazu ziemnego, udział tego surowca w zużyciu energii pierwotnej Białorusi wynosił w 1990 roku 43 proc., w 2003 około 60 proc., a w 2008 ponad 70 proc. Niska cena gazu ziemnego spowodowała brak zainteresowania władz naszego wschodniego sąsiada możliwością zapewnienia sobie dostaw gazu od innych niż Rosja dostawców.

Dzięki niskim cenom gazu ziemnego, Białorusini rozwinęli w swoim kraju między innymi produkcję nawozów azotowych, jednakże warunkiem dalszej opłacalności tej produkcji jest relatywnie (w stosunku do innych odbiorców gazu) niska cena gazu. Podwyżki cen gazu dostarczanego Białorusi, jakie nastąpiły w latach 2006 – 2010, nie tylko uderzyły w przemysł chemiczny czy rafineryjny, ale także wpłynęły na ceny energii elektrycznej, czyli na całą gospodarkę. W elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych 70-80 proc. ceny produkcji energii elektrycznej stanowi koszt nośnika energii (jest to dokładne przeciwieństwo elektrowni atomowych, gdzie cena nośnika wynosi 5 – 10 proc.). Ponadto niskie ceny gazu, a co za tym idzie energii elektrycznej nie zmuszały podmiotów gospodarczych działających na Białorusi do racjonalizacji zużycia energii i zmiany zachowań na bardziej proefektywnościowe. Dlatego gospodarka Białorusi jest prawie dwukrotnie bardziej energochłonna niż gospodarka Polski pomimo, że punkt startu w 1990 r. był bardzo podobny.

Dopiero obecnie, czynione są pewne, na razie dyplomatyczne kroki, które jeżeli doprowadzą do celu, za kilka lat zapewnią Białorusinom możliwość odbioru alternatywnych dostaw gazu. Należy jednak zakładać, że ceny te nie będą już tak niskie, jak to było przez wiele lat, gospodarka białoruska prędzej czy później odczuje więc ich wzrost.

Innym przykładem utrzymywania niskich cen gazu i konsekwencji, jakie stąd płyną, jest Ukraina, która jeszcze w 2007 roku (ostatni rok przed kryzysem) konsumowała 70 mld metrów sześciennych gazu ziemnego, w tym prawie 50 mld metrów sześciennych stanowił gaz importowany w Rosji lub za pośrednictwem Rosji. Na Ukrainie także brak było bodźców do zapewnienia sobie alternatywnych dostaw gazu, choć kraj ten położony jest znacznie bliżej - niż Polska - państw eksporterów gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG), takich jak Egipt, Arabia Saudyjska, Jemen czy Katar.

Na początku 2010 roku Ukraina płaciła Gazpromowi za gaz ziemny wyższą cenę niż Niemcy pomimo że:

1. znajduje się co najmniej 1200 km bliżej źródeł (złóż) gazu niż Niemcy
2. kupuje więcej gazu w Rosji niż Niemcy
3. jako państwo jest głównym węzłem przesyłowym gazu sprzedawanego przez Gazprom państwom europejskim

Wy tłumaczeniem takiego stanu rzeczy jest brak możliwości dokonywania zakupów u innych dostawców gazu ziemnego, lub niekompetencja negocjatorów.

Litwa i Czechy

Kiedy Litwa odzyskała niepodległość, narodową spółką gazowniczą było przedsiębiorstwo Lietuvos Dujos (tłum: Litewski Gaz). Chociaż Lietuvos Dujos (LD) zarządzał litewskimi gazociągami, od 1992 roku handel gazem na Litwie był całkowicie zliberalizowany. W efekcie handlowali nim głównie pośrednicy, transportujący go sieciami Lietuvos Dujos. Gazprom pobierał od LD za gaz wyższe opłaty niż od pośredników. Ceny rosyjskiego gazu dla Litwy były w ogóle wyższe niż dla Łotwy i Estonii. W latach 90. mniej więcej trzy czwarte gazu na Litwę sprowadzała założona w 1991 roku firma Stella Vitae (jej udziałowcem był Gazprom). Potem Stella Vitae zaczęła się dzielić litewskim rynkiem z litewską spółką holdingu Itera, prywatną spółką, która cieszyła się wielkimi względami Gazpromu, kiedy prezesem zarządu był Rem Wiachiriew. W 1998 roku Gazprom i Ruhrgas podpisały porozumienie o współdziałaniu w państwach nadbałtyckich.

W IV kwartale 2000 roku rząd litewski rozpoczął przygotowania do prywatyzacji LD. Ścierały się różne koncepcje, silnie podkreślano konieczność budowy połączenia z „sieciami zachodnimi”, co oznaczało de facto połączenie z Polską. Koncepcję budowy rurociągu pomiędzy Polską a Litwą Litwini przedstawiali wiele razy w latach 90., jednak ze strony polskiej brakowało konkretnych działań (nie zlecono nawet studium wykonalności czy biznes planu).

17 września 2001 roku w czasie wizyty przedstawicieli Gazpromu na Litwie został przedstawiony władzom Litwy rosyjski projekt prywatyzacji litewskiej firmy gazociągowej Lietuvos Dujos. Tuż przed wizytą Litwini ogłosili, że Gazprom zagroził im podwyżką cen gazu, jeżeli nie dostanie litewskich gazociągów. Podczas wizyty prezes Gazpromu Aleksiej Miller zaproponował, aby po 25 proc. akcji litewskiej firmy otrzymał Gazprom, jego lokalni partnerzy oraz zachodni inwestor, którym zdaniem Rosjan powinien być niemiecki Ruhrgas. Propozycje Millera były niezgodne z zamiarami władz Litwy, które pod koniec sierpnia 2001 roku postanowiły sprzedać 34 proc. akcji Lie-

tuvos Dujos zachodniemu inwestorowi, dla Gazpromu pozostawiając 25 proc. akcji, a dla lokalnych firm 8-9 proc. Bank Światowy przyznał wcześniej Litwie 108 mln euro kredytu na rozbudowę sieci gazociągów, pod warunkiem, że zachodni inwestor obejmie co najmniej 41 proc. akcji litewskiej spółki. Później jednak BŚ zmienił zdanie i zgodził się na ograniczenie puli dla zachodniego inwestora do 34 proc. Tuż przed wizytą szefa rosyjskiego koncernu dyrektor generalny litewskiej firmy Vidmantas Cepukonis ujawnił, że od 2002 roku ceny rosyjskiego gazu sprzedawanego Litwie mogą wzrosnąć o 50 proc., z 80 do 120 dol. za 1000 metrów sześciennych, jeśli Gazprom i jego partnerzy nie przejmą pakietu kontrolnego akcji Lietuvos Dujos. Wśród partnerów Gazpromu wyróżniała się Itera Lietuva, spółka-córka Itery, która związana była z Remem Wiachiriewem ówczesnym szefem Gazpromu.

3 października 2001 roku rząd Litwy przyjął ustalone przez Gazprom warunki sprzedaży 34 proc. akcji Lietuvos Dujos. Przekreślało to plany dostaw norweskiego gazu za pośrednictwem Polski do państw nadbałtyckich. Warunki przyjęte przez Litwę przewidywały, że 34 proc. akcji obejmie Gazprom, następne 34 proc. kupi zagraniczny inwestor, a państwo litewskie miałyby zachować pakiet 24 proc. akcji. Pozostałe 8 proc. akcji pozostałoby w obrocie giełdowym. Wówczas jako zagranicznym partnerów wymieniano niemiecki Ruhrgas, holding Itera oraz Gaz de France.

20 listopada 2001 roku Gazprom zagroził wycofaniem się z prywatyzacji Lietuvos Dujos. Rząd litewski zamierzał podzielić prywatyzację spółki na dwa etapy. W pierwszym chciał wybrać dla LD inwestora strategicznego, któremu sprzedałby 34 proc. akcji i zagwarantował prawo do podejmowania najważniejszych decyzji. W zamian inwestor miałby zapewnić pieniądze na modernizację infrastruktury i zobowiązać się do przyłączenia litewskich gazociągów do systemu zachodniego (przez co wtedy rozumiano połączenie z Polską), kiedy tylko zaistnieje taka możliwość. Rząd w Wilnie zastrzegł jednak, że w tym etapie nie mogą wziąć udziału dostawcy gazu ani spółki z nimi związane. Dopiero w drugim etapie prywatyzacji między dostawcami zostałyby rozdzielone kolejne 34 proc. akcji litewskiego przedsiębiorstwa. Oznaczało to, że inwestorem strategicznym Lietuvos Dujos nie mogą więc zostać: Gazprom, niemiecki Ruhrgas (który posiadał w tamtym czasie akcje Gazpromu), Wingas (Gazprom posiadał akcje tej spółki) oraz litewscy importerzy gazu z Rosji: Stella Vitae i Itera Lietuva (chcieli utworzyć konsorcjum z Gazpromem i Ruhrgasem).

15 maja 2002 roku rząd Litwy zatwierdził umowę sprzedaży 34 proc. akcji koncernu gazowego Lietuvos Dujos konsorcjum niemieckich koncernów Ruhrgas i E.On za 33,6 mln euro oraz 20,3 mln euro zobowiązań inwestycyjnych. Rząd ogłosił, że kolejny pakiet 34 proc. akcji litewskiej firmy otrzyma dostawca gazu, co jednoznacznie

wskazywało na Gazprom lub wyznaczoną przez niego spółkę. Dla opozycji i prezydenta najważniejsza była gwarancja, że inwestor wyłoży pieniądze na przyłączenie litewskich sieci do sieci zachodnich²¹ (polskich), aby w przyszłości móc zmniejszyć zależność od rosyjskich dostawców. Rząd litewski w trakcie procesu prywatyzacji nie uzyskał takiego zapewnienia.

11 sierpnia 2002 władze Litwy zdecydowały się sprzedać Gazpromowi 34 proc. akcji Lietuvos Dujos. Tym samym rosyjski koncern zapewnił sobie kontrolę nie tylko nad rurociągami rozprowadzającymi gaz ziemny na terytorium Litwy, ale i nad rurociągami, które zaopatrują w gaz Obwód Kaliningradzki. Gazprom był jedynym zainteresowanym zakupem pakietu akcji Lietuvos Dujos zarezerwowanego dla dostawcy gazu. Swoją ostateczną ofertę Gazprom miał złożyć do 12 listopada, a cała transakcja miała być sfinalizowana do końca 2002 roku. Gazprom zobowiązał się przez dziesięć lat dostarczać gaz w ilościach, które będą zaspokajać 70 proc. litewskich potrzeb. Lietuvos Dujos, który co prawda jako importer gazu był spółką niewielką (sprowadzał w tym czasie nie więcej niż 17 proc. gazu potrzebnego Litwie), ale miał mocny atut - był właścicielem litewskich gazociągów (połączonych z gazociągami w Kaliningradzie). Pozostali najwięksi importerzy gazu w tamtym czasie (80 proc.), jak Dujotekana, Itera Lietuva i Stella Vitae, byli kapitałowo lub personalnie powiązani z Gazpromem.

8 listopada 2002 roku Gazprom wstrzymał transporty gazu, który firma Lietuvos Dujos dostarczała przedsiębiorstwom energetycznym w Kownie i Kłajpedzie. Według dziennika „Lietuvos Rytas”, wstrzymanie dostaw Gazprom uzasadnił długami Lietuvos Dujos, który zdaniem Rosjan nie płacił za transport gazu na terytorium Rosji. Importem gazu zajmowało się Lietuvos Dujos i kilku prywatnych pośredników. W 2002 roku większość pośredników została wyparta przez powiązaną kapitałowo z Gazpromem spółkę Dujotekana²², która dostała kontrakt na dostawy przez dziesięć lat w ilościach zaspokajających około połowy potrzeb Litwy. Powiązana z Gazpromem Itera miała w 2002 roku dostarczyć Litwie około 15 proc. planowanego zapotrzebowania. Wstrzymanie dostaw postawiło Wilno w dramatycznym położeniu - Itera zaopatrywała w gaz firmy energetyczne z Kowna i Kłajpedy. Decyzję Gazprom ogłosił kilka dni po ujawnieniu przez przedstawicieli Litwy, że prawdopodobnie w 2002 roku nie zostanie sfinalizowana umowa o sprzedaży Gazpromowi 34 proc. akcji Lietuvos Dujos. Następnie przez prawie rok trwały uzgodnienia i dodatkowe negocjacje w sprawie sprzedaży akcji spółki. 5 grudnia 2003 wiceprezes Gazpromu Aleksander Riazanow ostatecznie uzgodnił i parafował w Wilnie umowę o zakupie 34 proc. akcji Lietuvos Dujos. Pod koniec marca 2004 roku Gazprom kupił za niespełna 30 mln euro 34 proc. akcji Lietuvos Dujos. Za 34 proc. akcji rosyjski koncern zapłacił mniej niż w połowie 2002 roku za taki sam pakiet niemiecki koncern E.ON/Ruhrigas, cena była także trzy razy niższa niż kursy akcji tej spółki na litewskiej giełdzie. Gazprom musiał podpisać wieloletnią

umowę w sprawie dostaw gazu dla Lietuvos Dujos, gwarantując tej firmie, że za jej pośrednictwem dostarczane będzie 70 proc. gazu dla Litwy. W następnych latach nikt nie podejmował rozmów ani działań na temat zróżnicowania dostaw gazu na Litwę. Sytuacja stała się uciążliwa, kiedy po pierwsze została zamknięta elektrownia w Ignalinie, w wyniku czego wzrosły ceny energii elektrycznej (wytwarzanej w większym stopniu niż miało to miejsce wcześniej z gazu ziemnego), a po drugie Litwę, podobnie jak wiele innych państw, dotknął kryzys ekonomiczny, zaś dostawy gazu były realizowane przez jednego dostawcę zbierającego rentę monopolistyczną.

4 lutego 2010 roku Litwa wyraziła przekonanie, że idea połączenia gazowego z Polską jest ekonomicznie uzasadniona. Wiceminister energetyki Romas Szvedas zaznaczył, że Litwa dąży do połączenia rynku gazowego państw bałtyckich i Polski i tym samym zapewnić alternatywę dla rosyjskiego gazu. „Poszukujemy alternatywy w dostawie gazu i wierzymy, że taką znajdziemy” - powiedział wiceminister

29 marca 2010 roku Litwa postanowiła zbudować terminal LNG. - Inwestycja ma być gotowa za 2-3 lata - ogłosił minister energetyki Litwy Arvydas Sekmokas. Gazoport ma zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne Litwy i dać jej dodatkowy argument podczas negocjacji z Gazpromem w sprawie cen gazu. - Mamy jednego dostawcę i płacimy jedne z najwyższych cen gazu w Europie - tłumaczył Sekmokas. Gazoport powstanie koło należącego do państwa terminalu naftowego w Kłajpedzie. Władze chciały zaproponować udział w inwestycji prywatnym partnerom. Jednym z nich miały być zakłady chemiczne Achema.

16 czerwca 2010 roku rząd Litwy zatwierdził koncepcję nowej ustawy o gazie ziemnym, która miała przełamać monopol Gazpromu. W myśl ustawy gazociągi nie mogą należeć do firmy handlującej gazem, a taką możliwość daje prawo UE. Ustawa bezpośrednio uderza w interesy Gazpromu na Litwie, który w krajach nadbałtyckich kontroluje zarówno handel gazem jak i gazociągi. Litwa twierdziła, że kontrolowana przez Gazprom firmą Lietuvos Dujos blokuje plany budowy połączeń, które umożliwią dostawy na Litwę gazu z nowych źródeł np. połączenie z gazoportem w pobliżu Kłajpedy oraz plany budowy połączenia z siecią gazociągów w Polsce.

Kolejnym przykładem nieudanego otwarcia rynku jest Republika Czeska. W listopadzie 2007 r. Gazprom ogłosił, że będzie na własną rękę sprzedawać część rosyjskiego gazu zużywanego przez Czechów i że będzie to oznaczać, zdaniem Rosjan, dywersyfikację dostaw gazu do Czech. Gazem z Rosji handlowała i handluje w Czechach firma RWE Transgas, która była faktycznym monopolistą na tamtejszym rynku. Importuje ona 8,5 mld metrów sześciennych rosyjskiego gazu rocznie, z czego prawie jedna czwarta wg informacji Gazpromu to zapłata za tranzyt gazu z Rosji do Niemiec i Francji. W roli burzyciela monopolu wystąpił Gazprom, który pod ko-

niec 2007 roku poinformował, że w latach 2008 - 2012 będzie dostarczać 0,5 mld metrów sześciennych gazu rocznie czeskiej spółce Vemex. Spółka ta w latach 2006-2007 sprzedała w Czechach niecałe 0,2 mld metrów sześciennych gazu.

Vemex który ma przełamywać zależność Czech od rosyjskiego gazu, należy także do międzynarodowych struktur Gazpromu. 33 proc. udziałów ma w nim niemiecka firma ZMB z grupy Gazprom Germania, kolejne 33 proc austriacka Centrex Europe, założona przez Gazprombank. Reszta należy do szwajcarskiej firmy East-West Consult, która według czeskiej prasy także należy do rosyjskiego koncernu gazowego. Wejście na czeski rynek ułatwił Rosjanom konkurujący z RWE niemiecki koncern E.ON, który przejął od RWE udziały w firmie Pražska Plynarenska sprzedającej gaz w stolicy Czech, a w zamian odstąpił swoje udziały w firmie dostarczającej gaz do stolicy Węgier, w których na rynku gazu dominuje E.ON.

- 13 Do 1 października 2010 roku ustawa o inwestycjach liniowych umożliwiającą szybszą ich realizację nie została uchwalona.
- 14 W tym momencie rodzi się kilka analogii z wydobywaniem gazu niekonwencjonalnego, po pierwsze także szturm na te potencjalne zasoby gazu na początku przypuścili Amerykanie, po drugie do ich wydobycia potrzeba wielu odwiertów, po trzecie ilość gazu uzyskiwana z jednego odwiertu jest stosunkowo niewielka.
- 15 Spółka akcyjna Metanel powstała w 1991 roku z inicjatywy Elektrimu, jej udziałowcami były: Elektrim, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Nadwiślańska Spółka Węglowa oraz Przedsiębiorstwo Robót Wiertniczych i Górniczych w Warszawie. Kapitał akcyjny wynosił 30 mld zł starych złotych (3 mln zł po denominacji).
- 16 W 2009 roku wydobyto około 130 mln metrów sześciennych gazu ziemnego związanego z pokładach węgla
- 17 Wartość złóż, zarówno ropy, jak i gazu, określa się, podając, ile nabywca płaci za tzw. ekwiwalent baryłki ropy. W norweskich złożach PGNiG będzie płacić za ekwiwalent baryłki ropy ok. 6 dolarów plus 10 dolarów wydatków kapitałowych czyli około 16 dolarów co było ceną stosunkowo wysoką.
- 18 Według prezesa PGNiG Marka Kossowskiego w czerwcu 2004 r na konferencji zorganizowanej przez miesięcznik „Nowy Przemysł”.
- 19 Na giełdach gazu jednostką rozliczeniową nie jest metr sześcienny czyli jednostka objętości gazu przy danym ciśnieniu i danej temperaturze, tylko megawatogodzina (MWh) lub BTU (british thermal unit)
- 20 Liczba podawana przez Pana Bogdana Piłcha (obecnie wiceprezesa GdF Suez Polska), doradzającego w czasie negocjacji kontraktu stronie norweskiej.
- 21 Postulat ten jest podnoszony pomimo, że z gaz jaki byłby eksportowany w tamtym okresie z Polski byłby gazem rosyjskim.
- 22 Pod koniec 2001 roku Gazprom podpisał z firmą Dujotekana kontrakt na dostawy przez 11 lat co najmniej 1,5 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Za rosyjski surowiec Dujotekana miała płacić nieco mniej niż Lietuvos Dujos. Od 2002 roku Stella Vitae i Itera Lietuvos (o których była mowa wcześniej) prawie całkowicie utraciły litewski rynek na rzecz Dujotekany. Jej założyciele wywodzili się z wypartej z rynku Stella Vitae. Na koniec 2002 roku Dujotekana miała ok. 60 proc. dostaw gazu dla Litwy, przede wszystkim dla dużych odbiorców, a po 20 proc. miał Lietuvos Dujos i Gazprom (dostarczał gaz fabryce nawozów azotowych Achema). Dujotekana w 2002 roku wraz z Gazpromem i zarejestrowaną w USA spółką Clement Power Venture Dujotekana kupiła akcje elektrociepłowni w Kownie, drugiej co do wielkości na Litwie. Dujotekana planowała także budowę na Litwie podziemnego zbiornika na 300-500 mln metrów sześciennych gazu, co ostatecznie nie doszło do skutku. Tym samym Litwa mimo różnych zapowiedzi inwestycyjnych nie posiada własnych magazynów gazu.

Część III

Masowanie spółki. O prywatyzacji PGNiG

Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazowniczego powstało w 1976 roku dzięki połączeniu dwóch mniejszych Zjednoczeń: Przemysłu Gazowniczego oraz Przemysłu Naftowego.

Pierwsze poważne przeobrażenia firma przeszła w stanie wojennym. 1 września 1982 roku, na podstawie Ustawy o Przedsiębiorstwach Państwowych i na mocy zarządzenia nr 56 ministra górnictwa i energetyki z 1 sierpnia 1982 roku, utworzono Przedsiębiorstwo Państwowe Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Przedsiębiorstwo składało się z 61 zakładów samobilansujących i było zorganizowane w układzie technologicznym pionowym. Wpływ firmy na rynek był tak duży, że w 1993 roku Urząd Antymonopolowy wydał nawet polecenie podziału przedsiębiorstwa, żeby „stworzyć warunki do konkurencji”. Demonopolizacja miała trzy zasadnicze cele: zwiększyć wydajność, konkurencyjność i umożliwić rozwój firmy.

Przygotowania

4 września 1995 roku Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów zaakceptował projekt przekształcenia Polskiego Górnictwa Gazowego i Naftowego (PGNiG) w holding. KERM stwierdził, że restrukturyzacja gazowego monopolisty oraz uchwalenie prawa energetycznego ułatwi zagranicznym firmom gazowniczym wejście do Polski.

W przyjętych założeniach restrukturyzacji zapisano, że odbędzie się ona w trzech etapach:

1. przekształcenie PGNiG w jednoosobową spółkę skarbu państwa o „szczególnym znaczeniu dla gospodarki”²³;
2. wydzielenie z PGNiG SA tzw. spółek zaplecza i serwisowych (budowlanych, geofizycznych i wiertniczych); spółki te miały być następnie sprywatyzowane;
3. podział PGNiG SA na dwie spółki: Polskie Górnictwo Naftowe SA, zajmujące się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu i ropy oraz Polskie Gazownictwo SA, odpowiedzialne za eksploatację rurociągów gazowych.

W ramach realizacji drugiego etapu Programu Restrukturyzacji Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG wyodrębniono z PGNiG 16 spółek. Zakończenie przekształcania własnościowego firmy miało nastąpić w 1998 roku. Dalsza prywatyzacja miała zależeć

od „ceny gazu i energii elektrycznej oraz wprowadzenie prawa energetycznego i prawa holdingowego”. Kiedy rząd przyjmował ten dokument, zadłużenie przedsiębiorstwa sięgało 30 proc. przychodów. Dłużnicy zalegali z zapłaceniem 2 bln starych złotych.

W drugiej połowie 1998 roku zarząd PGNiG przygotował własny projekt prywatyzacji firmy. Nowy pomysł polegał na wydzieleniu z przedsiębiorstwa znacznie większej liczby spółek, które następnie byłyby prywatyzowane. Spółki miałyby powstawać także z przekształconych oddziałów terenowych, zajmujących się dystrybucją gazu. W 1998 roku PGNiG miało 24 oddziały, ale spółek, które z nich powstały, miało być - jak wtedy zakładano - od 8 do 12. Spółki byłyby następnie prywatyzowane w dwóch etapach. Najpierw nastąpiłaby sprzedaż mniejszościowych, a następnie większościowych pakietów akcji. PGNiG zgłosiło własny projekt prywatyzacji, ponieważ w ten sposób spodziewało się zdobyć więcej pieniędzy na inwestycje oraz zmniejszyć koszty²⁴. Do 19 dotychczas wydzielonych spółek przeszło ok. 14 tys. pracowników. Gdyby wydzielono także spółki z oddziałów terenowych, znalazłoby w nich pracę dalsze 26-28 tys. osób. Główne gazociągi biegnące przez Polskę pozostałyby nadal częścią PGNiG, podobnie jak Górnictwo Naftowe, spółka zajmująca się wydobywaniem gazu i zatrudniająca 6,5 tys. pracowników.

Ówczesny minister skarbu Emil Wąsacz miał wiele wątpliwości dotyczących takiego planu, ale jednego był pewien: wyodrębnienie z PGNiG firmy w postaci Polskiego Górnictwa, czyli tej części przedsiębiorstwa, która zajmuje się wydobywaniem gazu, jest słuszne. Ponadto, zdaniem ministra Wąsacza, proces restrukturyzacji i prywatyzacji miał zapewnić uniezależnienie kraju od dostaw gazu z jednego źródła. Miał wreszcie zapewnić dostęp i możliwości korzystania z części przesyłowej stronom trzecim.

W kwietniu 1999 roku firma PricewaterhouseCoopers wygrała przetarg na doradztwo ministrowi skarbu przy restrukturyzacji i prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, największej polskiej firmy gazowniczej. Szef resortu skarbu opowiadał się za jak najszybszym oddzieleniem części PGNiG zajmującej się poszukiwaniami i wydobywaniem od działów odpowiedzialnych za przesył i dystrybucję. Zdaniem ministra należało powołać jedną firmę, której zadaniem byłoby przesyłanie i kupowanie gazu. Natomiast dystrybucja, czyli lokalne gazociągi i sieci, powinna zostać powierzona kilku, najwyżej sześciu spółkom, które następnie byłyby prywatyzowane.

Firma konsultingowa Arthur Andersen wspólnie z Merrill Lynch przygotowały na zlecenie zarządu PGNiG opracowanie na temat restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstwa. Autorzy sprawozdania sugerowali, by podzielić firmę na dwie główne części, odpowiedzialne odpowiednio za wydobywanie i gazownictwo. Pierw-

sza działałaby jako jedna lub kilka samodzielnych spółek, ale należących w całości do holdingu PGNiG. Sektor gazownictwa zachowałby zarówno sieć przesyłową gazociągów, jak i dystrybucyjną. Raport przewidywał, że początkowo PGNiG byłby monopolistą na rynku sprzedaży gazu. Z czasem dopuszczono by konkurencję - hurtowników sprzedających gaz odbiorcom przemysłowym. Arthur Andersen i Merrill Lynch uważali, że trzeba zachować zintegrowaną formę przedsiębiorstwa i stopniowo sprzedawać jego akcje inwestorom finansowym²⁵, a nie branżowym. Ponadto akcje PGNiG powinny być, zdaniem doradców, dopuszczone do publicznego obrotu i wprowadzone na giełdę.

Pod koniec września 1999 roku, doradca ministra skarbu tj. PWC sporządził projekt prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Zakładał on podzielenie PGNiG na trzy części:

1. Dział wydobywania – tą działalnością miałyby się zająć jedna spółka (zamiast kilku istniejących w 1999 roku). Ta spółka zostałaby sprywatyzowana.
2. Dział przesyłu – miał się zajmować także magazynowaniem gazu ziemnego i obejmować dwie spółki. Pierwsza odpowiadałaby za realizację wieloletnich umów na dostawy gazu ziemnego do Polski, w tym za 25-letni kontrakt z rosyjskim Gazpromem. Spółka ta miałaby też sprzedawać gaz dystrybutorom docierającym bezpośrednio do odbiorców. Prawdopodobnie możliwość bezpośrednich zakupów od tej spółki zyskaliby najwięksi klienci PGNiG, na przykład zakłady azotowe. Spółka druga, zwana w projekcie przesyłową, zarządzałaby największymi gazociągami wysokiego ciśnienia. Na zasadach komercyjnych, czyli odpłatnie, udostępniałaby swoje rurociągi firmom pozyskującym gaz z innych źródeł (np. bezpośrednio od przedsiębiorstw wydobywczych). Obie spółki miały pozostać pod kontrolą państwa.
3. Dział dystrybucji - pomysł przewidywał utworzenie z oddziałów gazowniczych 4 do 6 regionalnych spółek dystrybucyjnych. Liczba spółek wynikała z szacunków, które wskazywały na to, że przedsiębiorstwa dystrybucyjne mogą być rentowne dopiero wtedy, gdy mają co najmniej milion klientów. Regionalne spółki dystrybucyjne miały następnie zostać sprywatyzowane poprzez sprzedaż większości akcji jednemu lub kilku inwestorom.

Warto przypomnieć, że niektórzy decydenci chcieli powiązać częściową lub całkowitą prywatyzację oddziałów dystrybucyjnych powstałych w północno-zachodniej Polsce z tak zwanym kontraktem norweskim: spółki norweskie uczestniczące w podpisaniu umowy z Polską miały się stać współwłaścicielem PGNiG. Jeżeli spółki dystrybucyjne (oddziały dystrybucyjne) miały być sprzedane to dlaczego nie Norwegom, którzy dostarczaliby gaz do tej spółki, a następnie do jej klientów?

Dobrodziejstwem wynikającym z restrukturyzacji miały być też korzystniejsze ceny gazu. Klienci i eksperci podkreślali konieczność przeprowadzenia takich przekształceń PGNiG, aby w Polsce ceny gazu zaczęły się obniżać. Mówiono to nawet wtedy, kiedy w wyniku spadku cen ropy i produktów ropopochodnych cena gazu w dostawach ze Wschodu była najniższa od 10 lat, czyli na początku 1999 roku. Jednakże klienci musieli liczyć się z podwyżkami i to bez względu na to, czy PGNiG byłby restrukturyzowany czy nie. Ceny gazu zależały bowiem nie od okoliczności rynkowych, lecz decyzji ministerialnych, co oznacza, że muszą brać pod uwagę reakcję konsumentów, będących zarazem wyborcami. Stąd dążono do tego, aby taryfy na gaz były jak najniższe - spółka, która sprzedawała 11 mld metrów sześciennych gazu i była monopolistą na rynku omal w 2001 roku nie upadła. Do dziś nie ma w Polsce prawidłowego systemu wyznaczania taryf na infrastrukturę i na paliwo gazowe.

3 lutego 2000 roku Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów pozytywnie rozpatrzył program prywatyzacji PGNiG. Ostatecznie miało powstać pięć spółek: poszukiwawczo-wydobywcza i cztery sprzedające gaz, które miały być sprywatyzowane. Połowa udziałów w spółkach mogłaby zostać sprzedana inwestorom branżowym, akcje mogłyby też trafić na giełdę. Przedsiębiorstwo PGNiG pozostałoby państwowe (przez co najmniej pięć lat), zarządzając największymi gazociągami, magazynując gaz i odpowiadając za kontrakty importowe. Prywatyzacją czterech spółek dystrybucyjnych miała się zająć powołana do tego celu przez Ministerstwo Skarbu firma Gaz Polski. Na pierwszym etapie tej prywatyzacji Gaz Polski miał zaoferować różnym inwestorom od razu pakiety większościowe - ponad 51 proc. akcji. Na etapie drugim przewidywano sprzedaż poprzez giełdę do 24 proc. akcji każdej z firm dystrybucyjnych. Prywatyzacja spółek dystrybucyjnych miała się zakończyć do 2004 roku, wówczas Gaz Polski miał być zlikwidowany²⁶. Argumentem przemawiającym za sprzedażą od razu pakietów większościowych akcji była z jednej strony możliwość uzyskania większych wpływów do budżetu, z drugiej - zapewnienie gwarancji wykonania inwestycji.

Należy zaznaczyć, że PGNiG znajdowało się w trudnej sytuacji finansowej - na koniec 2000 roku miało ponad 500 mln zł strat, a zadłużenie sięgało 5 mld zł. Tymczasem potrzeby inwestycyjne spółek wydzielonych z PGNiG firma PricewaterhouseCoopers oceniała w tamtym czasie nawet na 20 mld zł. Pieniądzy brakowało m.in. na rozwój sieci i budowę magazynów.

23 maja 2000 roku Rada Ministrów postanowiła porzucić realizację trzeciego etapu Programu Restrukturyzacji PP PGNiG z 1996 roku, tj. utworzenia dwóch spółek: Polskiego Gazownictwa i Polskiego Górnictwa Naftowego. Rząd postanowił ponadto, że w następnym etapie restrukturyzacji PGNiG w celu jego późniejszej prywatyzacji powinno dojść do utworzenia sześciu przedsiębiorstw o charakterze funkcjo-

nalnym: jednej spółki przesyłowo-magazynowej (spółki o charakterze holdingowym), jednej spółki poszukiwawczo-wydobywczej oraz czterech spółek dystrybucji i sprzedaży (pięciu spółek zależnych). 29 maja 2001 roku Rada Ministrów przyjęła „Założenia prywatyzacji sektora gazowego w Polsce”. Było to uzupełnienie przyjętego przez Radę 23 maja poprzedniego roku programu restrukturyzacji organizacyjnej sektora gazowego. „Założenia prywatyzacji sektora gazowego w Polsce” przewidywały, że w pierwszej kolejności prywatyzacja obejmie spółkę poszukiwawczo-wydobywczą oraz cztery spółki gazownictwa.

Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 roku zastąpił zmieniony dwa lata wcześniej Program Restrukturyzacji PP PGNiG z roku 1996.

W ramach realizacji Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG z 2002 roku 1 stycznia 2003 roku wydzielono z PGNiG sześć spółek dystrybucyjnych: Mazowiecką, Wielkopolską, Pomorską, Dolnośląską, Karpacką i Górnośląską. Przeniesiono też na te spółki części zobowiązań wynikających z przeprowadzonej w 2001 roku przez PGNiG emisji euroobligacji. Za ich spłatę przedsiębiorstwo ręczyło m.in. swoim majątkiem dystrybucyjnym (rurociągami). W ten sposób sześć Spółek Gazownictwa stało się gwarantami euroobligacji wyemitowanych przez PGNiG 2 lata wcześniej.

W dniu 13 sierpnia 2002 roku Rada Ministrów przyjęła „Program Restrukturyzacji i Prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.”. Zadanie przewidywało m.in. na polu przesyłu, przechowywania i hurtowego obrotu gazem, następującą koncepcję restrukturyzacji i prywatyzacji:

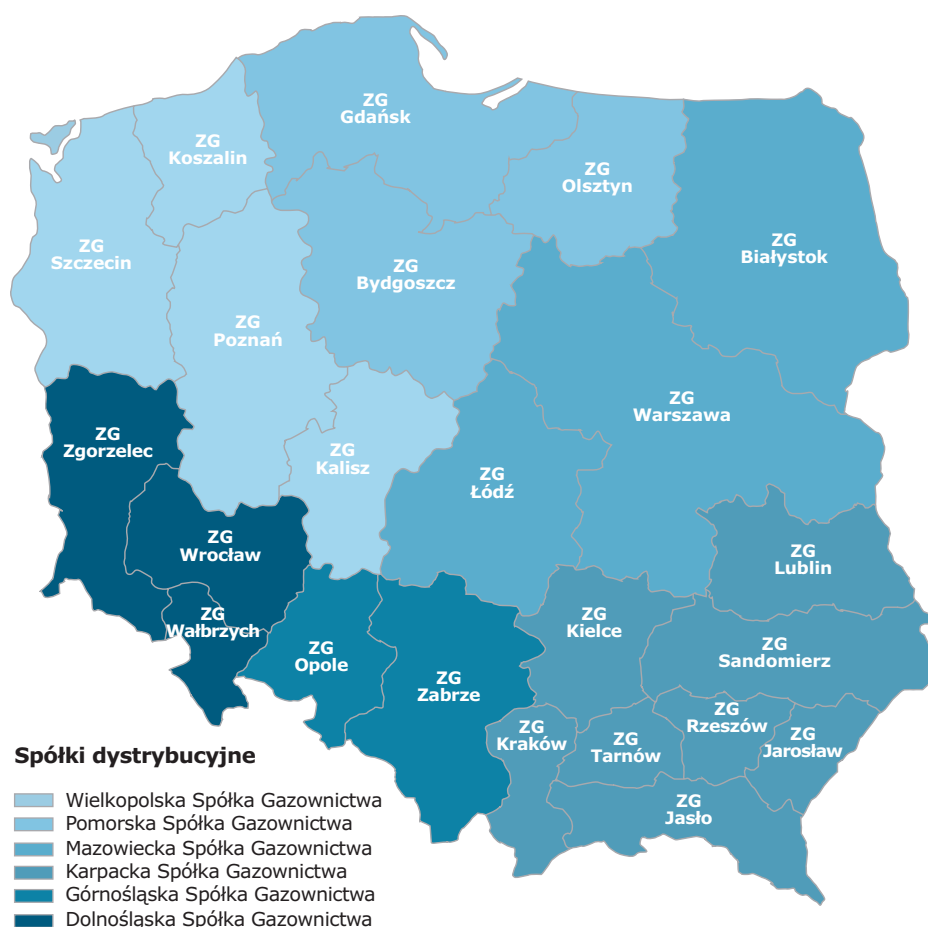
1. PGNiG S.A. będzie podmiotem prowadzącym działalność w obszarach przesyłu, magazynowania i obrotu hurtowego gazem, odpowiedzialnym za obsługę kontraktów długoterminowych na import gazu. W ramach PGNiG S.A. nastąpi funkcjonalne wydzielenie poszczególnych rodzajów działalności.
2. Mniejszościowy pakiet akcji PGNiG zostanie udostępniony w drodze oferty publicznej inwestorom indywidualnym oraz długoterminowym inwestorom finansowym na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych i/lub na zagranicznych rynkach kapitałowych przez zaferowanie akcji spółki i/lub podwyższenie kapitału. Wprowadzenie PGNiG do publicznego obrotu oraz udostępnienie akcji nastąpi po wydzieleniu spółki poszukiwawczo-wydobywczej.
3. Zarząd Spółki podejmie działania w celu opracowania szczegółowego planu oraz harmonogramu prac niezbędnych do przeprowadzenia pierwszej publicznej emisji akcji oraz udostępnienia akcji Spółki uprawnionym pracownikom (zgodnie z Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych) najpóźniej w 2004 roku.

4. Jeśli wymagał będzie tego strategiczny interes Spółki, dopuszcza się udostępnienie mniejszościowego pakietu akcji branżowemu inwestorowi, przy założeniu, że Skarb Państwa zachowa co najmniej 51 proc. udziału w kapitale akcyjnym Spółki.
 5. PGNiG S.A. zawrze z wydzielonymi spółkami dystrybucyjnymi długoterminowe kontrakty na dostawy gazu z umów długookresowych typu bierz-lub-płać z odpowiednimi gwarancjami handlowymi zabezpieczającymi ich realizację.
 6. Wydzielane z PGNiG S.A. - na podstawie Programu - spółki zależne przejmą zobowiązania z tytułu gwarancji udzielonych przez Skarb Państwa na kredyty bankowe zaciągnięte przez PGNiG S.A. w częściach wynikających z wykorzystania środków pochodzących z tych kredytów na inwestycje w poszczególne obszary działalności.
 7. W celu poprawy pozycji konkurencyjnej spółki przesyłowo-magazynowej (PGNiG S.A.) w kontekście wejścia do Unii Europejskiej przeprowadzone zostaną następujące działania:
 - a) przeznaczenie wpływów z planowanego podwyższenia kapitału PGNiG S.A. i/ lub prywatyzacji spółek zależnych funkcjonujących w obszarze poszukiwania i wydobywania gazu na częściową spłatę i restrukturyzację zadłużenia oraz działania prorozwojowe,
 - b) przeniesienie części zobowiązań dotyczących sfery poszukiwań i wydobywania na spółkę poszukiwawczo-wydobywczą,
 - c) przekazanie części majątku przesyłowego (gazociągi o charakterze sieci lokalnych) do spółek dystrybucyjnych na etapie ich wydzielania.
 8. Spółka podejmie działania w celu wspierania przedsięwzięć z udziałem inwestorów zewnętrznych służących gazyfikacji obszarów nie zgazyfikowanych, przy zagwarantowaniu odbioru gazu od PGNiG dla tego typu przedsięwzięć.
- I. W odniesieniu do sfery dystrybucji i detalicznego obrotu gazem przyjmuje się następującą koncepcję restrukturyzacji i prywatyzacji:
1. Działalność w obszarze dystrybucji oraz detalicznego obrotu gazem prowadzi będzie następujące sześć spółek dystrybucyjnych, wydzielonych ze struktur PGNiG.
Dolnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą we Wrocławiu,
Górnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Zabrzu,
Karpacka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Tarnowie,
Mazowiecka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Warszawie,
Pomorska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Gdańsku,
Wielkopolska Spółka Gazownicza z siedzibą w Poznaniu.

2. Spółki prowadzić będą działalność w obszarach eksploatacji, remontów, rozbudowy sieci dystrybucyjnej oraz obrotu gazem i obsługi handlowej małych i średnich odbiorców.
3. W ramach spółek dystrybucyjnych nastąpi funkcjonalne rozdzielenie obrotu od działalności sieciowej.
4. Wniesienie majątku Zakładów Gazowniczych przez PGNiG w postaci aportu do wszystkich sześciu spółek dystrybucyjnych oraz rozpoczęcie przez nie działalności nastąpi najpóźniej z dniem 1 stycznia 2003 roku.
5. Zarządy spółek dystrybucyjnych na podstawie przeprowadzonych analiz ekonomicznych podejmą działania w celu wydzielenia działalności związanej min. z obsługą klienta oraz eksploatacją i remontami sieci, przy zachowaniu nadrzędnej zasady odpowiedzialności wobec klienta za świadczone usługi oraz redukcji łącznych kosztów w ramach łańcucha gazowniczego.
6. Spółki podejmą działania w celu wspierania przedsięwzięć z udziałem inwestorów zewnętrznych służących gazyfikacji obszarów nie zgazyfikowanych, przy zagwarantowaniu odbioru gazu dostarczanego przez PGNiG, dla tego typu przedsięwzięć.
7. Decyzję w sprawie ewentualnej prywatyzacji spółek dystrybucyjnych Rada Ministrów podejmie w terminie późniejszym.

II. W odniesieniu do sfery poszukiwań i wydobycia przyjmuje się następującą koncepcję restrukturyzacji i prywatyzacji:

1. Zarząd PGNiG S.A. podejmie działania w kierunku prywatyzacji spółek geofizycznych, spółek poszukiwania ropy naftowej i gazu oraz pozostałych spółek zależnych z obszaru zaplecza technicznego.
2. Na bazie jednostek wchodzących w skład Oddziału Górnictwa Naftowego utworzona zostanie jedna spółka poszukiwawczo-wydobywcza. Ze względu na konsekwencje ekonomiczno-finansowe dla PGNiG, w szczególności zobowiązania wynikające z kontraktów długoterminowych, w celu umożliwienia przeprowadzenia restrukturyzacji finansowej i organizacyjnej PGNiG Spółka poszukiwawczo-wydobywcza zostanie utworzona po okresie przejściowym i podejmie działalność najpóźniej z dniem 1 stycznia 2004 roku.
3. Spółka poszukiwawczo – wydobywcza prowadzić będzie działalność samodzielnie oraz angażując się we wspólne przedsięwzięcia z inwestorami w obszarze poszukiwań i eksploatacji złóż.
4. Jeśli będzie tego wymagał strategiczny interes Państwa dopuszcza się prywatyzację spółki. Zbycie akcji / udziałów spółki wymaga zgody Rady Ministrów.



W drugiej połowie 2003 roku przedstawiciele zarządu przedsiębiorstwa oświadczyli, że zaczynają przygotowywać spółkę do wprowadzenia jej na giełdę pod koniec 2004 roku. Do czasu debiutu zarząd zamierzał zwiększyć wartość spółki. Jak mówił ówczesny prezes PGNiG Marek Kossowski, wprowadzano w tym celu „nową strategię marketingową” nastawioną na ochronę największych klientów i pozyskiwanie nowych wśród odbiorców małej i średniej wielkości oraz klientów indywidualnych. Szef PGNiG ujawnił ponadto, że firma rozważa inwestowanie w małe elektrociepłownie²⁷, chce ponadto oferować nowe produkty, na przykład ubezpieczenia od strat spowodowanych przerwami w dostawach gazu. „Rozważamy też zaferowanie naszym klientom usług finansowych we współpracy z Bankiem Pocztowym” – twierdził prezes Kossowski.

Minęło kilka lat i w połowie 2009 roku, zarząd PGNiG przedstawi jeszcze koncepcję połączenia należących do firmy spółek zależnych, dzięki czemu miał powstać podmiot, który mógłby szukać szczęścia w większych niż dotychczas przetargach i który miałby większą siłę negocjacyjną oraz potencjał wytwórczy. Niestety, do końca 2010 roku skądinąd słuszna myśl nie została urzeczywistniona.

Zauważmy jeszcze, że w ramach zmian organizacyjnych i profilu działania utworzono spółkę PGNiG Energia (zgoda NWZA z 19 listopada 2009 roku), która ma się zajmować produkcją energii z gazu. Ze spółki zajmującej się tylko sprzedażą gazu PGNiG ubogaca swoją działalność o produkcję energii elektrycznej i ciepła, zaczyna zatem zajmować się tym, czym jego niektórzy kontrahenci. Zmniejsza tym samym swoje ryzyko prowadzenia działalności oraz przejmuje częściowo marże swoich klientów z branży energetycznej. Ze spółki raczej monokulturowej PGNiG chce się stać prężną firmą na szeroko pojętym rynku energii. W roku 2015 zamierza mieć przynajmniej 300 MW własnych mocy wytwórczych. Przewiduje udział GK PGNiG w projektach budowy dużych bloków energetycznych, inwestycji kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym oraz podjęcie działalności handlowej na rynku energii elektrycznej. Zdaniem kierownictwa narodowego monopolisty gazowego przyjazne dla środowiska i wymagające stosunkowo krótkiego procesu inwestycyjnego źródła gazowe mogą stać się cennym uzupełnieniem dla zdominowanego przez paliwo węglowe polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej.

Wróćmy jednak na początek stulecia. W 2001 roku prezes spółki odpowiedzialny za finanse, musiał dokonywać wyboru pomiędzy płatnością za gaz a płatnością należności podatkowych, ponieważ na uiszczenie obydwu zobowiązań równocześnie PGNiG nie posiadało środków (w związku z zaległościami podatkowymi urząd skarbowy zajął konta spółki). Było to w dużej mierze skutkiem nie wyznaczenia nowych taryf na gaz ziemny, którego koszt się zwiększał z powodu wzrostu cen produktów ropopochodnych, a także pogarszającej się sytuacji finansowej odbiorców (zwłaszcza branży chemicznej) i opóźnień z płatnościami. W gospodarce nastąpiły ciężkie czasy, wzrost PKB, który w 2000 roku wynosił 4 proc., rok później spadł do 1 proc. Tymczasem PGNiG nie mógł uzyskać od prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dr. Leszka Juchniewicza, byłego wiceministra przekształceń własnościowych (później skarbu) w czasie pierwszej koalicji SLD-PSL (1993-1997) zgody na przyjęcie wniosków składanych w sprawie nowych taryf. Natomiast ceny gazu kupowanego z Rosji ciągle rosły. Pod koniec 2001 roku kierownictwo PGNiG podało prezesa URE do sądu za działania na szkodę spółki. Zarząd nie doczekał jednak orzeczenia, ponieważ został zmieniony. Nowy zarząd złożył kolejny wniosek taryfowy, właściwie taki sam jak poprzednie kierownictwo. Na szczęście dla firmy

tym razem mógł liczyć na „zdecydowanie przychylniejsze” stanowisko Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes URE zatwierdza taryfę, co znalazło odzwierciedlenie w lepszych wynikach spółki.

10 grudnia 2003 roku Ministerstwo Skarbu Państwa potwierdziło, że dąży do sprzedaży na giełdzie akcji PGNiG. Resort chciał dokapitalizować firmę kwotą w wysokości 2 mld zł i znów zmienić program prywatyzacji gazowego potentata. Według MSP, PGNiG powinno być dokapitalizowane, ponieważ planuje się wydzielenie z firmy sieci gazociągów do przesyłu gazu dla zainteresowanych tym odbiorców. W przyszłości gazociągi te trafiłyby do osobnej spółki należącej do skarbu państwa. Wyodrębnienie działu przesyłu gazu przewidywała nowa dyrektywa gazowa UE z sierpnia 2003 roku.

Tymczasem ciągle opóźniało się wydzielenie z PGNiG spółek wydobywających ropę naftową i gaz²⁸. Zgodnie z programem prywatyzacji PGNiG przyjętym w sierpniu 2002 roku przez rząd Leszka Millera, spółka ta miała podjąć samodzielną działalność od stycznia 2004 roku. Pod koniec 2003 roku rząd postanowił jednak przesunąć ten termin do końca 2006 roku (czyli już poza perspektywę wyborów parlamentarnych), tłumacząc, że chce poprawić sytuację finansową PGNiG.

Niewyodrębnienie z PGNiG części wydobywczej uzasadniano w następujący sposób:

1. gdy rosną ceny ropy naftowej, a co za tym idzie ceny gazu ziemnego, ta część działalności spółki staje się szczególnie dochodowa, dzięki przede wszystkim wydobyciu spółka może uzyskać wyższą cenę przy sprzedaży swoich akcji;
 2. tańszy gaz krajowy może subsydiować droższy gaz importowany, dzięki czemu odbiorcy gazu mogą mniej boleśnie odczuwać wzrost cen gazu importowanego;
 3. dzięki tańszemu gazowi krajowemu PGNiG może wygrywać w przyszłości konkurencyjną walkę cenową z przedsiębiorstwami gazowymi, jakie chciałyby wejść na polski rynek.
- 5 października 2004 roku rząd przyjął nowelizację programu restrukturyzacji PGNiG, co miało umożliwić wprowadzenie tej spółki na giełdę. Rząd planował rzut nowych akcji PGNiG na warszawski parkiet w pierwszej połowie 2005 roku. PGNiG miało uzyskać z emisji 1,5 mld zł na poprawę księgowych wskaźników firmy (kapitał/dług), na spłatę części zadłużenia oraz na inwestycje. W ciągu pół roku od debiutu giełdowego akcje PGNiG mieli otrzymać pracownicy, a Skarb Państwa mógłby sprzedać część swoich udziałów w spółce. Skarb miał zachować 51 proc. akcji PGNiG. Rząd postanowił też, że do końca roku odkupi od PGNiG spółkę PGNiG-Przesył²⁹.

Wyodrębnienie spółki zajmującej się przesyłaniem gazu wynikało z tzw. dyrektywy gazowej UE, ale z dyrektywy tej nie wynikało natomiast, że państwo powinno być właścicielem takiego przedsiębiorstwa. Rząd zdecydował się na to rozwiązanie, ponieważ po pierwsze miało służyć zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa (działa już tzw. komisja orlenowska, w której wyrażenie „bezpieczeństwo energetyczne państwa” można było usłyszeć bardzo często), a po drugie zbliżały się wybory. Władzy nie zależało na otwieraniu kolejnego konfliktu.

Sprawę rozdziału handlu i dystrybucji można było załatwić na trzy sposoby: przekształcić istniejące spółki dystrybucyjne na dwie nowe firmy, z których jedna zajmowałaby się tylko handlem gazem, a druga dystrybucją. To wymagałoby jednak czasu na inwentaryzację majątku. Można też było wybrać firmy, które na zlecenie obecnych spółek PGNiG zajęłyby się obsługą gazociągów dystrybucyjnych. Wadą takiego rozwiązania była konieczność wyboru operatora w przetargu publicznym oraz zbytne uzależnienie spółek od takiego zewnętrznego operatora sieci dystrybucji. I wreszcie trzecia droga: podporządkowanie centrali koncernu zespołu ludzi, którzy zajmują się handlem gazem w obecnych spółkach dystrybucyjnych.

PGNiG wybrało tę trzecią opcję. Warunkiem wejścia firmy na giełdę miało być podpisanie przez PGNiG wieloletniej umowy z PGNiG-Prześył, na podstawie której pierwsze przedsiębiorstwo wydzierżawi drugiemu system gazociągów służących do przesyłu gazu. PGNiG szacowało, że dzięki dzierżawie systemu otrzyma 700-900 mln zł rocznie i zwiększy swój roczny zysk netto o ponad 100 mln zł. Od 2007 do 2010 roku PGNiG-Prześył miało mieć prawo stopniowego wykupywania kluczowych części układu przesyłowego. Reszta systemu miała być nadal objęta bezterminowym leasingiem operacyjnym z opcją wykupu dla PGNiG-Prześył. Spółka PGNiG-Prześył miała prowadzić działalność samofinansującą, a przy tym być obciążona kosztami wykupu kluczowej części systemu przesyłowego i inwestycjami. Do połowy 2007 roku w firmach dystrybucyjnych PGNiG zamierzało się rozdzielić do osobnych spółek działalność handlową od technicznego przesyłu gazu. Sprzedaż spółek dystrybucyjnych zależała od zgody rządu.

Operację związaną z wykupem majątku przesyłowego można było przeprowadzić szybciej i skuteczniej. Wystarczyło, by PGNiG przekazało na rzecz Skarbu Państwa swoje udziały w PGNiG-Prześył (spółka ta byłaby już wtedy wyposażona w majątek przesyłowy), a Skarb Państwa umorzył proporcjonalną do otrzymanej wartości część akcji, jakie posiadał w PGNiG. Jednakże był to już czas, kiedy - jak mówią inwestorzy giełdowi - odbywało się tzw. „masowanie” spółki, czyli podejmowano wysiłki, aby przedstawić ją w jak najlepszym świetle oraz aby jej wynik oraz perspektywy zysków w latach przyszłych były jak najlepsze.

W „masowaniu” spółki można dostrzec kilka rozdziałów:

1. niewyodrębnienie spółki wydobywczej
2. wyleasingowanie majątku przesyłowego zamiast jego przeniesienia na Skarb Państwa
3. uznanie PGNiG-Prześył (vide prospekt emisyjny) za spółkę obciążoną wysokim ryzykiem operacyjnym, a co za tym idzie wyznaczenie stosunkowo wysokiego oprocentowania rat leasingowych dla PGNiG-Prześył
4. ograniczanie lub niepodejmowanie inwestycji – np. w 2004 roku rozpisano przetarg na rozbudowę podziemnego magazynu gazu w Wierchowicach z 0,6 do 1,2 mld metrów sześciennych pojemności czynnej gazu, wyznaczono stosunkowo niską cenę przetargową, a kiedy oferenci-wykonawcy zaoferowali wyższe ceny unieważniono przetarg – najniższa cena wówczas było to 420 mln zł, w 2008 r. rozstrzygnięto taki sam przetarg cena za tą samą inwestycję wyniosła 1,2 mld zł

Gdyby przedsiębiorstwo PGNiG-Prześył zostało od początku wyodrębnione z PGNiG, posiadałoby majątek i możliwości do rozpoczęcia „z marszu” wielu inwestycji potrzebnych do tego, by polski układ przesyłu gazu ziemnego działał należycie. Wybrano inną drogę, długą, drogą i nieefektywną³⁰.

Problemem jaki należałoby ominąć były obligacje jakie wyemitował PGNiG i które to obligacje były zabezpieczone na jego majątku. Uszczuplenie tego majątku o gaziociąg przesyłowe mogłoby spowodować wypowiedzenie umów obligacyjnych i konieczność zapłaty zaległych zobowiązań, jednakże nie wiadomo, jak zareagowaliby posiadacze obligacji na taki ruch połączony jednocześnie, z zapewnieniem o nowej emisji oraz o głosowaniu na Walnym Zabraniu Akcjonariuszy przeciwko pobieraniu dywidendy przez Skarb Państwa przez okres 3 lub 4 kolejnych lat po otrzymaniu majątku przesyłowego. W ten sposób spłacenie należności zostałyby zabezpieczone i należy domniemywać, że posiadacze obligacji PGNiG zgodziliby się na przeprowadzenie takiej operacji.

Skarb Państwa jest akcjonariuszem PGNiG i ma prawo do dywidendy. Jeżeli Walne Zebranie Akcjonariuszy przegłosuje wypłatę dywidendy, to Skarb Państwa pobiera ją w postaci rzeczowej, czyli w postaci rurociągów, które następnie przekazuje spółce Gaz System. W statucie PGNiG zapisano, że dywidendę rzeczową skarb państwa będzie mógł pobierać do roku 2009. Wyższe inwestycje, jakie były, są i będą przeprowadzane w najbliższych latach Gaz System zawdzięcza:

1. zmianie polityki taryfowej URE (OGP Gaz System podczas negocjowania kolejnych planów taryfowych uzyskiwał wyższe niż zakładano początkowo stawki za przesył gazu)
2. środkom pochodzącym z funduszy europejskich

Prywatyzacja PGNiG wywołała krytykę ze strony opozycji. Argumenty Platformy Obywatelskiej przeciwko prywatyzacji PGNiG były następujące:

1. złe wyodrębnienie spółki PGNiG- Przesył ze spółki PGNiG, co spowodowało podwyżkę cen gazu (wzrost cen za przesył), PGNiG – Przesył od początku powinno mieć całą infrastrukturę przesyłową;
2. po sprzedaży akcji inwestorom wszelkie uprawnienia do negocjacji dostaw gazu czy zmiany warunków kontraktów przejdą w ręce kierownictwa PGNiG. Rząd nie będzie wiedział, co się w firmie dzieje, ponieważ w spółkach prawa handlowego istnieją ograniczenia w dostępie do informacji poufnych.

Prawo i Sprawiedliwości sprzeciwiało się prywatyzacji PGNiG ponieważ:

1. istniała możliwość zakupu akcji przez Gazprom i możliwość objęcia przez Rosjan tzw. pakietu blokującego (25 proc. akcji);
2. PGNiG miało duże znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, posiadało akcje EuRoPol Gazu, a sprawa akcji EuRoPol Gazu powinna być załatwiona przed wprowadzeniem przedsiębiorstwa na giełdę;
3. pieniądze na rozwój spółki mogły być wypracowane przez nią samą, należało tylko nie pobierać dywidend

Rząd niewzruszenie odpierał zarzuty. Przekonywał, że:

1. potrzeby inwestycyjne PGNiG były duże
2. umowa leasingowa nie będzie miała wpływu na ceny dla odbiorców - przynajmniej przez pierwsze 5 - 7 lat. Majątek stanowiący układ przesyłowy został oszacowany na 5 mld zł. Do wykupu przez państwowy PGNiG Przesył przewidziano kluczowe elementy systemu (stacje przesyłowe, tłocznie) o wartości 650-675 mln zł. Większość z nich państwowy PGNiG Przesył miał przejąć na początku, dzięki czemu do opłat za przesył gazu nie musiałyby doliczać wydatków na zakup tłoczni i innych składników systemu. Właśnie w postaci części układu przesyłowego Ministerstwo Skarbu postanowiło bowiem wziąć od PGNiG 500 mln zł dywidendy z zysku za zeszły rok.
3. nie będzie możliwości przejęcia PGNiG, ponieważ państwo zachowa co najmniej 51 proc. akcji

Grupa Kapitałowa PGNiG planowała realizację wzmoczonego programu inwestycyjnego w latach 2005-2008. Szacowana wartość tego zadania miała wynieść około 8 750 mln zł. Kwota ta obejmowała wydatki inwestycyjne na wydobycie i poszukiwania, przesył, przechowywanie i dystrybucję, które miały wynieść odpowiednio: ok. 3 600 mln zł, ok. 2 350 mln zł, ok. 350 mln zł i ok. 2 450 mln zł. Ponadto spółka chciała przeznaczyć na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej do 10 proc. środków pozyskanych z emisji akcji.

PGNiG zamierzało zwiększyć wydobycie gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Celem PGNiG było utrzymanie wskaźnika odbudowy zasobów złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na poziomie nie niższym niż 1,1³¹ do 2008 roku. Celu tego nie udało się osiągnąć, pytanie czy w ogóle był on realny. W efekcie, nakłady na poszukiwania gazu ziemnego i ropy naftowej miały zostać utrzymane na poziomie nie niższym niż średni poziom z lat poprzednich. Zakładano, że wydobycie w 2008 roku wyniesie ok. 5,5 mld metrów sześciennych gazu ziemnego i ok. 1,4 mln ton ropy naftowej³².

Na giełdę!

15 sierpnia 2005 roku minister skarbu Jacek Socha zaakceptował szybkie wprowadzenie PGNiG na warszawski parkiet. Spółka mogła zadebiutować na giełdzie już 23 września, dwa dni przed wyborami do Sejmu.

Do obrotu miało trafić 900 mln nowych akcji koncernu. Spółka informowała wcześniej, że z emisji chce uzyskać co najmniej 1,5 mld zł. Na podstawie tych danych wartość giełdową PGNiG po sprzedaży nowych akcji można było oszacować na 10 mld zł. Według agencji Reuters, firmy oferujące akcje PGNiG w ofercie publicznej wyceniały koncern dużo wyżej. Powołując się na anonimowe źródła, Reuters twierdził, na kilka tygodni przed debiutem giełdowym, że HSBC wyceniał wartość akcji PGNiG przed nową emisją na 11,6 do 13,5 mld zł, natomiast po emisji na 13,7 do 15,9 mld zł. ING miał szacować wartość PGNiG przed emisją na 11,9 mld zł, co po emisji daje według Reutersa kapitalizację około 14 mld zł. Najwyższą wycenę miał przedstawić BDM PKO BP. BDM szacował, że z uwzględnieniem nowej emisji wartość PGNiG wynosiła od 16,35 do 17,63 mld zł.

Przewidziano następujący kalendarz oferty:

Od 1 września do 9 września zapisy na akcje mogli składać inwestorzy indywidualni z Polski i zagranicy. 13 września ogłoszenie ostatecznej ceny sprzedaży akcji (tzw. cena emisyjna).

Od 13 września były też przyjmowane zapisy na akcje PGNiG od inwestorów instytucjonalnych z kraju i zagranicy. W Polsce mogły się o to ubiegać instytucje finansowe oraz firmy, które kupowały od PGNiG dużo gazu (tzw. bezpośredni nabywcy). Inwestorzy cudzoziemscy mieli zostać wybrani uznaniowo przez zarząd PGNiG z listy nabywców rekomendowanych przez bank HSBC.

17 września na specjalnej sesji giełdy przydzielone zostały akcje inwestorom indywidualnym, a 23 września nastąpiło pierwsze notowanie akcji PGNiG na warszawskiej giełdzie.

Popyt na akcje koncernu był 15,6 raza wyższy niż liczba zaoferowanych akcji. Inwestorom indywidualnym oraz inwestorom instytucjonalnym z kraju i zagranicy oferowano po 270 mln akcji. Popyt w transzy dla inwestorów indywidualnych był 14,1 raza większy od oferty, wśród krajowych inwestorów indywidualnych - 16,3 raza, a zagranicznych inwestorów instytucjonalnych - 20,8 raza. W wyniku emisji PGNiG uzyskało 2,7 mld zł.

Prywatyzacji PGNiG niezmiennie sprzeciwiała się opozycja. Prawo i Sprawiedliwość (ustami Jarosława Kaczyńskiego) i Platforma Obywatelska (Jan Rokita) zapowiadały, że po wygranych wyborach koncern wprowadzony właśnie na giełdę zostanie znacjonalizowany. Jak można domniemywać, liderom dwóch największych partii chodziło o wykupienie przez PGNiG własnych akcji z giełdy oraz wezwanie pozostałych akcjonariuszy do ich sprzedaży, a następnie w ogóle o wycofanie PGNiG z giełdy.

Związkowcy walczą o akcje

Tymczasem wokół prywatyzacji zaczęło narastać napięcie. Jego źródłem z jednej strony stały się zarzuty opozycji, krytykującej przekształcanie przedsiębiorstwa, a z drugiej naciski związków zawodowych pracowników PGNiG, które domagały się jak najszybszej prywatyzacji ich koncernu.

Jakie było położenie płacowe zatrudnionych przez gazowego olbrzyma? Całkiem niezłe, tak przynajmniej można sądzić na podstawie ujawnianych danych. Na rok przed debiutem na giełdzie pracownicy PGNiG, jak wynika z prospektu emisyjnego, zarabiali średnio 3536 zł, średnia płaca w kraju wynosiła wówczas – według GUS – 2289 zł.

Według rządowego planu z 2004 roku, do końca kwietnia 2006 roku Ministerstwo Skarbu miało sprzedać jedną ze swoich akcji PGNiG i rozpocząć wydawanie akcji pracownikom. Zatrudnieni w PGNiG mieli otrzymać 15 proc. darmowych akcji. Pracownicy nie mogliby akcji sprzedać przez dwa lata, ale mieliby prawo do dywidendy z zysku firmy.

Związkowcy spodziewali się, że po debiucie na giełdzie, gdy rząd sprzeda choć jedną ze swoich akcji PGNiG, rozpocznie się wydawanie akcji pracowniczych. W 2005 roku prawo do nich miało ponad 61 tys. osób. Na każdą średnio przypadło około 12 tys. akcji, najstarsi stażem mogli liczyć nawet 20 tys, co oznaczało nawet do 80 tys. zł na osobę. Kiedy zatem Sejm przyjął uchwałę wzywającą rząd do wstrzymania sprzedaży akcji PGNiG na giełdzie. 29 czerwca 2005 roku związkowcy z gazowego molocha przeprowadzili strajk ostrzegawczy. Żądali wprowadzenia akcji na giełdę papierów wartościowych. Ostrzegali,

że jeśli debiutu nie będzie we wrześniu tego roku, urzędzą strajk generalny. Zapowiedzieli także, że przygotowują listy dłużników firmy, którym mogą odciąć dostawy. Byłoby to ze strony związkowców bezprawie, decyzje o wstrzymaniu dostaw dla dużych odbiorców może podjąć tylko zarząd.

Mimo to w sierpniu związkowcy PGNiG ogłosili spis kilkudziesięciu firm w Polsce, które wówczas w najbliższym czasie mogły być odcięte od gazu, gdyż zalegały z zapłatą. Akcja miała być formą nacisku na rząd i ministra skarbu Jacka Sochę, od którego związkowcy z koncernu gazowego domagali się zgody na złożenie we wrześniu oferty publicznej spółki.

Akcja związkowców, choć bezprawna, miała dobrą stronę. Dzięki nim wyszło bowiem na jaw, że zobowiązania odbiorców wobec spółki opiewały na ponad 1 mld zł. Jeśli więc zważyć, że emisja akcji była przygotowywana dlatego, że PGNiG nie miało pieniędzy na rozwój i chciało uzyskać 1,5 mld zł, trudno nie oprzeć się wrażeniu, że przedsiębiorstwo dbało o stan swojego skarbcza w sposób daleki od doskonałości.

Samo odcinanie gazu, którym grozili związkowcy, było zaś straszakiem. Sęk w tym bowiem, że najwięksi odbiorcy, będący często największymi dłużnikami, otrzymywali już wtedy gaz z PGNiG za pośrednictwem przedsiębiorstwa Gaz System i jego rurociągów przesyłowych. Aby zatem wszystko odbyło się zgodnie z przepisami, to zarząd PGNiG musiałby przesłać pismo do zarządu Gaz Systemu w sprawie wstrzymania dostaw gazu do danego odbiorcy. Jeżeli odbiorca nie byłby podłączony do rurociągów przesyłowych, ale do dystrybucyjnych, wtedy decyzję podejmowałby zarząd spółek dystrybucyjnych lub – gdyby chodziło o bardzo małych odbiorców – o kierownicy poszczególnych pionów.

Po wyborach parlamentarnych w 2005 roku, nowy rząd powstał wokół Prawa i Sprawiedliwości, czyli ugrupowania, które nie zgadzało się na sprzedaż jednej akcji przez Skarb Państwa, a co za tym idzie na rozpoczęcie wydawania akcji pracowniczych. Jako powód rząd podawał możliwość nabycia przez nieprzyjazny spółce podmiot tak zwanego mniejszościowego pakietu blokującego czyli 25 proc. akcji + 1 akcja, lub nawet mniejszego pakietu akcji dającego możliwość dezorganizacji spółki poprzez nękanie jej procesami i inne działania prawne. Dyskusje i rozmowy pomiędzy związkowcami trwały kilka miesięcy. 12 maja 2006 roku kilka tysięcy pracowników PGNiG urządziło demonstracje w Warszawie pod Ministerstwem Skarbu, domagając się obiecanych im, przez rząd Marka Belki, akcji. Grozili odcinaniem gazu i strajkiem generalnym.

Rząd Prawa i Sprawiedliwości nie zmieniał stanowiska. W „Polityce przemysłu gazu ziemnego” z 20 marca 2007 roku zdecydował, że nie sprzeda ani jednej akcji PGNiG, dopóki Polska nie zyska dostępu do nowych źródeł gazu i nie ograniczy uniezależnienia od monopolu Gazpromu.

Impas w sprawie zbycia przez Skarb Państwa choćby jednej „państwowej” akcji PGNiG trwał do czasu ogłoszenia wyborów parlamentarnych w 2007 roku. Wtedy, w trakcie kampanii wyborczej posłowie Platformy Obywatelskiej Aleksander Grad i Bronisław Komorowski podpisali umowę z centralami związkowymi PGNiG, w której zobowiązali się, że nowy rząd do końca czerwca sprzeda jedną z „państwowych” akcji koncernu gazowego, w zamian za to związki wyraziły poparcie dla ich partii.

11 czerwca 2008 roku z „Polityki dla przemysłu gazu ziemnego” nowy rząd usunął zapis, który mówił, że nawet jedna „państwowa” akcja PGNiG nie zostanie sprzedana do czasu zapewnienia sobie przez Polskę alternatywnych dróg dostaw. Na tym samym posiedzeniu, w kolejnej uchwale, ministrowie podjęli decyzję o sprzedaży jednej akcji PGNiG. Po wydaniu pracownikom akcji, wartych w dniu podejmowania decyzji 2,8 mld zł, skarb państwa miał 72 proc. akcji PGNiG.

Tego samego dnia, 11 czerwca, rząd zobowiązał ministra skarbu, aby do końca 2008 roku przygotował rozwiązania „ewentualnego dokapitalizowania PGNiG akcjami innych firm w sytuacji, gdy wymagać tego będą względy bezpieczeństwa energetycznego państwa lub interes spółki”. Rada Ministrów uchwaliła ponadto, że w ciągu dwóch lat od wydania akcji pracownikom minister skarbu ma zadbać o interes państwa w EuRoPol Gazie. Od 1 kwietnia 2009 roku Ministerstwo Skarbu Państwa zaczęło wydawać 750 mln darmowych akcji PGNiG. Uprawnionych do ich otrzymania było wówczas 64 tys. osób. Tym samym, zrealizowano transakcję „akcje za głosy”.

- 23 Taki zapis sprawiał, że spółka miała być pod szczególnym nadzorem państwa, co ograniczało między innymi możliwość prywatyzacji.
- 24 W 1998 roku PGNiG zatrudniało 47 tys. osób
- 25 Co oznaczałoby po pewnym czasie przejęcie PGNiG przez inwestora branżowego z tą wszelako różnicą, że po pierwsze rząd polski nie miałby już na taki bieg zdarzeń wpływu, po drugie zysk z transakcji zasiliłby inwestorów finansowych, a nie skarb państwa
- 26 Powoływanie specjalnych spółek celowych, które miały się zajmować prywatyzacją i restrukturyzacją „wrażliwych” sektorów, a następnie po wykonaniu zadania być likwidowane, nie ma w Polsce najlepszej tradycji
- 27 Już jesienią 2000 roku PGNiG (51 proc. akcji) i VNG (49 proc.) powołały spółkę Nysagaz, która początkowo miała zajmować się przestawianiem kotłowni i elektrociepłowni w Polsce południowej i zachodniej z węgla na gaz, a później także handlem gazem ziemnym i płynnym (LPG).
- 28 Nie nastąpiło to do końca 2010 roku, pod koniec 2010 roku nie było nawet planów przeprowadzenia takiej operacji.
- 29 Obecnie spółka ta nosi nazwę Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz System S.A.
- 30 W połowie czerwca 2005 roku na posiedzeniu sejmowej komisji skarbu prezes Gaz Systemu Andrzej Osiadacz ujawnił, że roczna rata kapitałowa za dzierżawę gazociągów wyniesie 265 mln zł. Zdaniem prezesa Osiadacza, w 2005 roku Gaz System miał mieć 34,9 mln zł straty z powodu podjęcia działalności w połowie roku, ale już od 2006 roku miał mieć 47-48 mln zł zysku i do końca 2008 roku zainwestować 310 mln zł.
- 31 Odbudowa zasobów przy współczynniku 1,1 polega na prowadzeniu prac poszukiwawczych w wymiarze niezbędnym do odkrycia i udokumentowania w danym okresie nowych zasobów złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w ilościach większych o 10 proc. od tego, co zostało wydobyte w tym samym przedziale czasowym.
- 32 Te cele nie zostały do końca 2010 roku osiągnięte, według wypowiedzi zarządu PGNiG możliwość realizacji wydobycia na wymienionym poziomie powinna nastąpić w okolicach roku 2015.

Wybrane źródła:

Prospekt Emisyjny Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

Strategia Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. do 2015 r.

Raporty roczne Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. za lata 2005 – 2009

Najwyższa Izba Kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
„Informacja o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny”, lipiec 2004 r.

Najwyższa Izba Kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
„Informacja o wynikach kontroli kierunków organizacji importu gazu ziemnego do Polski”,
luty 2002 r.

Polityka energetyczna Polski do roku 2030

Sprawozdania spółki Europol Gaz za lata 2000 – 2005

„Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 roku”
Ministerstwo Przemysłu i Handlu, lipiec 1992

„Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 r.” Ministerstwo Przemysłu, 1995 r.

„Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku” Ministerstwo Gospodarki luty 2000 r.

„Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”
Ministerstwo Gospodarki, kwiecień 2002

„Polityka energetyczna Polski do 2025 r.” Ministerstwo Gospodarki, styczeń 2005 r.

„Polityka dla przemysłu gazu ziemnego w Polsce”, Ministerstwo Gospodarki marzec 2007

Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego
oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i za-
kłóceń na rynku naftowym

Ustawa Prawo Energetyczne

Artykuły prasowe, opracowania i publikacje książkowe

Bełkowski Jacek, Bogusławski Paweł, Co z tym gazem,
Biuletyn URE nr 4 z 2008

Cameron Fraser, Projekt gazociągu Nord Stream i jego implikacje strategiczne,
Międzynarodowy Przegląd Polityczny nr 22, Warszawa 2008

Chmal Tomasz, Dwutlenek węgla, czyli nowa religia lewicy,
Rzeczpospolita, 13 października 2008

Ciepiela Dariusz, O przyczynach spadku zapotrzebowania na węgiel energetyczny,
Wirtualny Nowy Przemysł, 3 stycznia 2011

Ciepiela Dariusz, Polska energetyka za mało lobbuje w Brukseli,
Wirtualny Nowy Przemysł, 27 maja 2011

Ciszewski Maciej, Nowe możliwości handlu gazem ziemnym w Europie,
Biuletyn URE, 1 września 2010

Cohen Ariel, Graham Owen, Bezpieczeństwo a przerwa w dostawach rosyjskiego gazu,
Międzynarodowy Przegląd Polityczny nr 24, Warszawa 2009

Dudała Jerzy, Piotr Naimski: nieprawda, że Norwegowie nie mają gazu,
Wirtualny Nowy Przemysł, 11 października 2006

Fisher Konrad, Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu do Polski w latach 1997-2007,
Warszawa 2008

Gołębiewska Marcelina, Całkiem nowy system,
Wirtualny Nowy Przemysł, 13 września 2005

Gołębiewska Marcelina, Na gazowej szachownicy,
Wirtualny Nowy Przemysł, 25 września 2005

Gołębiewska Marcelina, Rosyjski smok gazowy zjada własny ogon,
Wirtualny Nowy Przemysł, 12 września 2006

Gołębiewska Marcelina, Gaz to tylko początek,
Wirtualny Nowy Przemysł, 13 września 2006

Gołębiewska Marcelina, Krajowe wydobycie gazu: pod ciężarem bogactwa,
Wirtualny Nowy Przemysł, 18 września 2006

Gołębiewska Marcelina, Magazyny gazu: piłka po stronie rządu,
Wirtualny Nowy Przemysł, 25 września 2006

Gołębiewska Marcelina, Chaos w polskim gazie,
Wirtualny Nowy Przemysł, 25 września 2006

Kublik Andrzej, Nie chcą Niemców, stawiają na Norwegię,
Gazeta Wyborcza, 2 czerwca 2004

Kublik Andrzej, Gazowe zbliżenia,
Gazeta Wyborcza, 24 września 2004

Kublik Andrzej, Taryfy na tłocznice,
Gazeta Wyborcza, 19 stycznia 2005

Kublik Andrzej, Zamiast gazu za żywność droższy gaz bez żywności, Analiza,
Gazeta Wyborcza, 12-13 listopada 2005

Kublik Andrzej, Malinowski Dariusz, Co z tym gazem?,
Gazeta Wyborcza, 24 stycznia 2006

Kublik Andrzej, Przez kogo marznie Polska,
Gazeta Wyborcza, 26 stycznia 2006

Kublik Andrzej, Bielecki Tomasz, Gazowy kryzys za pasem,
Gazeta Wyborcza, 9 listopada 2006

Kublik Andrzej, PGNiG uśpił gazociąg do Niemiec,
Gazeta Wyborcza, 27 grudnia 2006

Kublik Andrzej, Niemcy chcą sprzedawać Polsce rosyjski gaz z bałtyckiej rury,
AFP, PAP Gazeta Wyborcza, 13-14 stycznia 2007

Kublik Andrzej, Niemcy oferują gaz z Rosji,
Gazeta Wyborcza, 31 maja 2007

Kublik Andrzej, Weszliśmy w gazociąg z Norwegii,
Gazeta Wyborcza, 21 czerwca 2007

Kublik Andrzej, Niemcy nas wabią gazem z Rosji,
Gazeta Wyborcza, 21-22 maja 2008

Kublik Andrzej, Wraca gazociąg Bernau – Szczecin,
Gazeta Wyborcza, 30 maja 2008

Kublik Andrzej, Umorzony spór o gazowe opłaty,
Gazeta Wyborcza, 16-17 maja 2008

Kublik Andrzej, Gazprom dławi się swoim własnym gazem,
Gazeta Wyborcza, 22-23 listopada 2008

Kuśpik Wojciech, Stefaniak Piotr, Waldemar Pawlak o perspektywach polskiej gospodarki,
Wirtualny Nowy Przemysł, 23 listopada 2010

Liszka Jan, 90 lat gazownictwa ziemnego w Polsce,
Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 29 kwietnia 2010

Łakoma Agnieszka, Bezpieczeństwo dzięki statkom,
Rzeczpospolita, 20 stycznia 2006

Łakoma Agnieszka, Bezpieczeństwo w cieniu Rosji,
Rzeczpospolita, 7 lutego 2008

Łakoma Agnieszka, Nigdy nie zrezygnujemy z dostaw gazu z Rosji - rozmowa z Maciejem
Woźniakiem,
Rzeczpospolita, 3 lipca 2009

Łakoma Agnieszka, Polska chce kupować więcej gazu z Rosji,
Rzeczpospolita, 13 czerwca 2009

Łakoma Agnieszka, Gazociąg jamalski bardziej unijny,
Rzeczpospolita, 8 lipca 2009

Łakoma Agnieszka, Spór z Brukselą o umowy gazowe trwa,
Rzeczpospolita, 7 maja 2010

Malinowski Dariusz, Gazoport: kontrakty i statki potrzebne od zaraz,
Wirtualny Nowy Przemysł, 14 lutego 2007

Malinowski Dariusz, Gaz - paliwo silnie polityczne,
Wirtualny Nowy Przemysł, 26 września 2009

Malinowski Dariusz, Budujemy Gazociąg,
Wirtualny Nowy Przemysł, 27 listopada 2010

Malinowski Dariusz, Wiceminister Budzanowski o gazowych dylematach,
Wirtualny Nowy Przemysł, 10 stycznia 2011

Migdał Maria, Wagner-Staszewska Teresa, Fundusze Unii Europejskiej szansą na rozwój pol-
skiej energetyki, Polityka Energetyczna, 26 maja 2010

Milow Władimir, Energia jako narzędzie polityczne,
Międzynarodowy Przegląd Polityczny nr 20, Warszawa 2007

Naimski Piotr, Analiza Wyniku polsko-rosyjskich negocjacji gazowych,
Międzynarodowy Przegląd Polityczny nr 26, Warszawa 2010

Niklewicz Konrad, Europa mądra po szkodzie,
Gazeta Wyborcza, 17 stycznia 2006

Paniuszkin Walerij, Zygar Michail,
Gazprom-rosyjska broń, Warszawa 2008

Parczewski Zygmunt, Jankowski Bolesław, Umer Adam, Bednarski Ryszard, Prognozy popytu
na gaz ziemny w Polsce w perspektywie roku 2020,
Warszawa 1999

Pytel Grzegorz, Gaz w dzisiejszym świecie to groźna broń,
Rzeczpospolita, 16 stycznia 2008

Pytel Grzegorz, Gaz to dziś groźna broń,
Rzeczpospolita, 23 lipca 2008

Pytel Grzegorz, Polska ma swój gaz,
Rzeczpospolita, 23 lutego 2010

Pytel Grzegorz, Perspektywa Jałty 2,
Rzeczpospolita, 31 grudnia 2010

Pytel Grzegorz, Gazowa dziura budżetowa,
Rzeczpospolita, 11 marca 2011

Riley Alan, Nord Stream: analiza ekonomiczna i rynkowa projektu gazociągu północnego,
Międzynarodowy Przegląd Polityczny nr 22, Warszawa 2008

Ryba Mieczysław, Noworoczne stare wojny,
Nasz Dziennik, 6 stycznia 2009

Ryba Mieczysław, Koniec gazowego konfliktu,
Nasz Dziennik, 26 stycznia 2009

Staniłko Jan, Naimski Piotr, Gazowa porażka polskich negocjatorów,
Rzeczpospolita, 10 czerwca 2010

Staniłko Jan, Cena gazu,
Rzeczpospolita, 4 listopada 2010

Swora Mariusz, Muras Zdzisław, Prawo energetyczne – komentarz,
Warszawa 2010

Szałamacha Paweł, Naimski Piotr, Bezpieczeństwo energetyczne ponad podziałami,
Rzeczpospolita, 12 listopada 2007

Wieliński Bartosz, Pokój z Niemcami,
Gazeta Wyborcza, 7 grudnia 2007

Wyciszkwicz Ernest (red.), Geopolityka Rurociągów,
Warszawa 2008

Zajdler Robert, Czy umowa gazowa jest zgodna z konstytucją?,
Rzeczpospolita, 24 maja 2010

www.sobieski.org.pl

Zapraszamy do odwiedzania naszej strony
i zamówienia **bezpłatnego newslettera**

The screenshot shows the homepage of the Sobieski Institute. At the top, there is a navigation bar with the logo and the slogan "TWORZYMY IDEE DLA POLSKI". Below this is a search bar and a newsletter sign-up form. The main content area features a sidebar with a menu of categories: EKSPERCI, RAPORTY, KOMENTARZE, PROJEKTY, SALE KONFERENCYJNE, STAŻE I PRAKTYKI, PARTNERZY FINANSOWI, SPRAWOZDANIA, LINKI, and KONTAKT. The central content area displays "AKTUALNOŚCI" (News) with two entries: one dated 27 maja 2011 about an e-book on public health, and another dated 20 maja 2011 about a film on airport construction. A video player for the film "Zbudujmy lotnisko" is embedded below. On the right side, there are social media links for Facebook, a "wesprzyj nas" (support us) button, a link to the "Międzynarodowy Przegląd Polityczny" (International Political Review), a "BROSZURA" (brochure) button, a "BROCHURE" button, an RSS feed link, and a "STOCKHOLM NETWORK" logo.



Instytut Sobieskiego wydał ostatnio:

Paweł Dobrowolski

**Prawdziwy dług publiczny
wynosi ponad 200% PKB**

Marek Dietl

**Proces monopolizacji
a niepewność**

Leszek Skiba

**Rządzić państwem.
Centrum decyzyjne rządu
w wybranych krajach europejskich**

Justyn Piskorski

**Szkoła domowa.
Między wolnością a obowiązkiem**

Krzysztof Krajewski-Siuda, Piotr Romaniuk

Zdrowie Publiczne

„Gaz dla Polski” to historia gospodarcza sektora gazu ziemnego w naszym kraju w ostatnich dwudziestu latach. Autor opisuje kolejne projekty dywersyfikacji dostaw, analizuje zmieniające się prognozy zużycia gazu będące podstawą polityki państwa, oraz rozważa problemy związane z wydobyciem krajowym i rozbudową infrastruktury magazynowej i przesyłowej gazu.

ISBN 978-83-927691-9-4



Instytut Sobieskiego

ul. Nowy Świat 27

00-029 Warszawa

tel./fax: 22 826 67 47

sobieski@sobieski.org.pl

www.sobieski.org.pl