
PGNiG INWESTUJE

Z MICHAŁEM SZUBSKIM, PREZESEM ZARZĄDU PGNiG SA
ROZMAWIAJĄ: WITOLD S. MICHAŁOWSKI I MIROSŁAW GRELIK

Rurociągi: Czy po objęciu w dniu 12-03-2008 funkcji Prezesa PGNiG przeanalizował Pan na co zostały wydatkowane środki z emisji publicznej, czy zgodnie z zapisanymi celami emisji, i dlaczego nie uzyskano zapowiadanego wzrostu wydobycia krajowego do poziomu 5,5 mld m³ w 2008 r.?

Michał Szubski: PGNiG SA w wyniku Oferty Publicznej w 2005 roku uzyskało 2.682,0 mln zł. Po odliczeniu 41,9 mln zł, stanowiących koszty emisji akcji, wpływy wyniosły 2.640,1 mln zł netto. Łączne wydatki środków pozyskanych w drodze publicznej emisji akcji na koniec 2008 roku wyniosły 2.158,4 mln zł, co stanowi 82% łącznej kwoty wpływów. Do najistotniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych ze środków z emisji w 2008 roku należały: rozbudowa podziemnych magazynów gazu w Swarzowie, Mogilnie, Wierzchowicach, Strachocinie oraz inwestycje na majątku przesyłowym.

Natomiast jeśli chodzi o wzrost własnego wydobycia, to zapewniam, że jest to jeden z priorytetowych punktów przyjętej w listopadzie ubiegłego roku Strategii PGNiG SA do 2015 roku, wpisujący się w zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jednak jak Pan Redaktor doskonale wie, sam proces przygotowania kopalni trwa kilka lat, a wcześniej poprzedzać go muszą poszukiwania złóż. Od rozpoczęcia prac na koncesji do aktywizacji złoża w bardzo ekspresowym tempie to 8-10 lat. A ponieważ przez lata na te cele w PGNiG brakowało pieniędzy, to faktycznie mamy załogłości. Staramy się je intensywnie nadrabiać. Wzrost nakładów w tej dziedzinie jest znaczący. Zadeklarowany w Prospekcie Emisyjnym pułap wydatków na działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia został wykorzystany do końca 2007 roku. Natomiast w 2008 roku przeznaczaliśmy na ten cel ponad miliard złotych, w tym roku kwoty nie będą mniejsze.

Rurociągi: Czy jest szansa na zwiększenie wydobycia krajowego w ciągu najbliższych pięciu lat i do jakiego poziomu?

M.S.: Musimy racjonalnie wykorzystywać krajowe zasoby. Dlatego trzeba jednoznacznie odpowie-

dzieć na pytania: czy wydobycie naszych zasobów powinno być zmaksymalizowane, czy złoża krajowe powinniśmy traktować jako pewne uzupełnienie bilansu? Jedno jest pewne – wbrew pojawiającym się opiniom – nie da się szybko w Polsce znacznie zwiększyć wydobycia gazu ziemnego. Nawet gdybym bardzo chciał, nie powiem: „Panowie, jutro potrzebuję 1 mld m sześć., więcej”, i już gaz płynie. Kopalnie muszą się przygotować. A to jest proces kilkuletni. Dlatego w najbliższej perspektywie wydobycie na poziomie 5 mld m sześć., rocznie to jest maksimum możliwości Polski. Na szczęście rozpoczęliśmy realizację projektów, które pozwolą na wzrost wydobycia krajowego. Ten sztandarowy to zagospodarowanie złóż Lubiatów-Międzychód-Grotów, największych w Polsce. Inwestycja się rozpoczęła, jej zakończenie umożliwi zwiększenie wydobycia ropy o ok. 100 procent oraz znaczny wzrost wydobycia gazu ziemnego.

Ale nie tylko w kraju chcemy wydobywać gaz ziemny. Coraz aktywniej działamy zagranicą m.in. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w Danii, Egipcie czy w Libii.

Rurociągi: Jeśli środki z emisji na inwestycje wydobywcze zostały już zużyte to z jakich źródeł zamierza PGNiG finansować te inwestycje. Czy mają to być środki własne pochodzące z taryfowej sprzedaży gazu? Jeśli tak, to czy URE zatwierdzi Spółce taryfy uwzględniające nakłady na poszukiwanie i wydobycie gazu z gwarancją odpowiedniej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału?

M.S.: PGNiG SA swoje inwestycje w 2009 będzie finansować zarówno ze źródeł wewnętrznych, czyli z własnej działalności, jak i zewnętrznych. Mamy linię kredytową udzieloną przez konsorcjum banków w wysokości 600 mln EUR.

Proszę pamiętać, że w związku ze spadkiem cen ropy na światowych rynkach, z którą powiązane są ceny gazu ziemnego, koszty zakupu gazu w drugiej połowie roku będą znacznie niższe, niż miało to miejsce w poprzednich kwartałach. Dlatego też pomimo spadku przychodów z tytułu obniżenia stawek taryfowych

za paliwo gazowe, spadną również koszty działalności przedsiębiorstwa.

A jeśli chodzi o ostatnie „taryfowe” pytanie Pana Redaktora, to oddaje ono sedno sprawy, ale adresem powinno być URE.

**Rurociągi: Czy PGNiG rozważa mocniejsze zaangażowanie się w produkcję energii elektrycznej w oparciu o generatory gazowo-parowe zasila-
jąc te generatory właśnie gazem o cenie nieregulowanej. Generatory gazowe emitują ok. połowy tej ilości CO2 co podobnej mocy generatory opalane węglem, a więc elektrownie posiadające takie bloki mają w perspektywie zakup tylko połowy uprawnień do emisji dwutlenku węgla co wpływa na obniżenie kosztu jednostkowego produkcji 1MWh energii. Czy Spółka prowadzi analizy efektywności takiego wykorzystania gazu ?**

M.S.: Sektor energetyczny jest dla nas bardzo perspektywiczny. Fakt, że w energetyce zaczyna nam brakować mocy, zwłaszcza w okresach szczytowych, sprawia, iż gaz staje się bardziej interesującym nośnikiem energii. Bardzo szybko można pokrywać nim występujące w trudnych momentach braki prądu. W ciągu kilkudziesięciu minut można uruchomić produkcję energii elektrycznej ze spalania gazu i równie szybko można ją zamknąć. Gaz jest co prawda obecnie droższym nośnikiem niż węgiel kamienny, jednak gdy weźmiemy pod uwagę koszty ekologiczne, które wiążą się z wykorzystaniem węgla do produkcji prądu, to może się okazać że błękitne paliwo jest jednak dość konkurencyjne, choć oczywiście zdajemy sobie sprawę, że w warunkach polskich paliwem numer jeden dla elektrowni pozostanie węgiel.

Natomiast zgodnie z naszą strategią jesteśmy zainteresowani uczestnictwem w rozbudowie źródeł wytwarzania energii elektrycznej na bazie gazu. Jesteśmy otwarci na propozycje firm, które chcą budować elektrownie gazowe. Rozmawiamy z kilkoma polskimi firmami oraz z zagranicznymi. Oczywiście, prowadzimy analizy efektywności wykorzystania gazu ziemnego w blokach energetycznych. Szanse na realizację mają te projekty, które będą biznesowo opłacalne dla PGNiG SA. Najbardziej zaawansowane rozmowy dotyczą wspólnej inwestycji z Turonem dotyczącej rozbudowy elektrowni Stalowa Wola. Dzięki tej inwestycji będziemy mogli nie tylko wytwarzać energię elektryczną, ale także nią handlować. Budowa elektrowni może się zakończyć w 2013 roku. Kolejny zaawansowany projekt realizujemy wspólnie z Grupą Lotos i Grupą Energa, w tym przypadku chodzi o budowę w Gdańsku elektrociepłowni o mocy 200 MW.



Rurociągi: W październiku 2007 r. PGNiG za pośrednictwem swojej spółki zależnej PGNiG NorwayAS kupiło za 360 mln USD udział w licencjach PL 212, PL212B i PL 262 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Jak wielkie są te złoża, ile gazu pozyska PGNiG z eksploatacji tych złóż, w jakiej perspektywie?

M.S.: Z punktu biznesowego inwestycje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym są bardzo perspektywiczne. PGNiG w lutym 2007 roku zakupiło udziały w złożach Skarv, Snadd i Idun, które obejmują udokumentowane zasoby ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu w ilości 52 mboe. Wydobyć z tych złóż zaplanowaliśmy na 2011 rok.

Nasza spółka zależna PGNiG Norway bezpłatnie objęła 30% udziałów w licencji PL350. Złoża objęte licencją PL350 znajdują się ok. 7-8 km na wschód od złóż Skarv, w którym PGNiG Norway posiada 11,9% udziałów. W lutym 2009 roku PGNiG Norway objęło 25

proc. udziałów w licencji PL419. Licencja ta obejmuje obszar 195,457 km², a złoża posiadają duży potencjał wydobywczy.

Rurociągi: Inwestorem gazociągu Baltic Pipe miało być PGNiG, by uzyskać połączenie ze „swoimi” złożami na szelfie norweskim. Tymczasem 29 stycznia br. ukazał się komunikat o sprzedaży dokumentacji projektu Baltic Pipe za ponad 260 tys. euro firmie Gaz-System. Czy to oznacza, że PGNiG przestaje być inwestorem w tym projekcie? Co w takim razie z koncepcją dostępu do „swoich” złóż „swoim” gazociągiem, która to koncepcja miała zwiększać nasze bezpieczeństwo w dostawach gazu?

M.S.: Celem tego projektu jest stworzenie bezpośredniego połączenia, umożliwiającego dostawę gazu ziemnego z Danii do Polski oraz w przyszłości również z Polski do Danii. Faktycznie, 16 grudnia 2008 roku PGNiG SA podpisało z OGP GAZ-SYSTEM porozumienie w sprawie zbycia dokumentacji w zakresie inwestycji Baltic Pipe. Zgodnie z aktualną koncepcją dalsze etapy realizacji projektu mają być prowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM.

Natomiast jeśli chodzi o gaz ziemny, którego wydobycie rozpoczniemy w Norwegii już za dwa lata to mamy dwie możliwości: sprowadzać go do Polski, albo sprzedawać na miejscu. Upstream poza granicami kraju to dodatkowe źródło dochodów, co przy regulowanym rynku gazu w Polsce jest kluczowe dla przyszłości spółki. Niewykluczone bowiem, że choć gaz ten fizycznie nie trafi do kraju, to dzięki transakcjom wymiennym będziemy mogli sprowadzić do Polski adekwatne ilości gazu pochodzącego z innych źródeł.

Rurociągi: W dniu 28 stycznia br. PAP doniosła, iż UE wyasygnuje 150 mln euro na projekt gazociągu SKANLED, który ma połączyć złoża norweskie ze Szwecją, Danią i Polską. O ile nam wiadomo oryginalny projekt SKANLED kończy się na Danii, a w komunikacie z 28 stycznia br. Komisja Europejska mówi o wskazaniu „Baltic Interconnection” jako projektu godnego zachęty. Nie ma w tym komunikacie słowa ani o Skanled ani tym bardziej o projekcie SKANLED rozszerzonym ze Szwecji i Danii do Polski. Czy istnieje formalny związek pomiędzy udziałem PGNiG w konsorcjum SKANLED a Baltic Pipe, czy też, po sprzedaniu praw inwestorskich do Baltic Pipe na rzecz Gaz-System, PGNiG nie interesuje się z formalnego punktu widzenia losem tego projektu?

I czy w świetle tej nie dość klarownej sytuacji Polska (PGNiG, Gaz-System) ma szanse na wsparcie UE w budowie gazociągu łączącego nas ze złożami norweskimi?

M.S.: Dla PGNiG projekty Skanled oraz Baltic Pipe nadal są elementami jednej koncepcji przewidującej zapewnienie dostaw gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do Polski. Sytuacja trochę skomplikowała się po podjęciu przez Konsorcjum Skanled decyzji o zawieszeniu realizacji tego projektu. PGNiG SA dokładało starań, aby ten projekt został sfinalizowany, dlatego jeśli zostanie on ponownie uruchomiony nadal będziemy aktywnie działać w konsorcjum. A jeśli chodzi o Baltic-Pipe, to oczekujemy, iż OGP GAZ-SYSTEM SA oraz Energinet.dk określą dalsze działania co do realizacji tego projektu, który miałby działać jako dwukierunkowe połączenie pomiędzy Danią a Polską.

Zapewniam jednak, że PGNiG nie zamierza wycofywać się z rozwoju swojej aktywności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, związanej z zagospodarowaniem i eksploatacją złóż objętych koncesjami należącymi do PGNiG Norway.

Rurociągi: Czy PGNiG wystąpiło o środki unijne dla realizacji innych projektów w zakresie infrastruktury gazowej; jakie to są projekty i jakiej szacunkowej wartości?

Staramy się o pozyskanie środków unijnych na realizację czterech projektów związanych z rozbudową i budową pojemności magazynów: Wierzchowice, Kosakowo, Strachocina, Mogilno. Szacowane nakłady związane z realizacją ww. projektów wynoszą ok. 2,8 mld zł. Planowany wnioskowany zwrot jest na poziomie około 50 proc.

W ramach Europejskiego Planu Naprawy Gospodarczej na rozbudowę infrastruktury gazowej i elektroenergetycznej Unia Europejska przeznaczyła 2,365 mld EUR. Lista projektów – interkonektorów gazowych została zaakceptowana w marcu tego roku przez Radę Europejską.

Rurociągi: PGNiG sprzedało Gaz-Systemowi spółkę Polskie LNG, która ma zbudować w Świnoujściu port LNG. Jednocześnie to na PGNiG leży w dalszym ciągu obowiązek zakontraktowania i dostarczenia do budowanego gazoportu wystarczających dostaw skroplonego gazu ziemnego. Jak wyglądają perspektywy podpisania takich kontraktów? Czy portowi LNG nie grozi, że będzie stał za pięć lat pusty?

M.S.: Terminal LNG jest jedną z najważniejszych krajowych inwestycji w sektorze gazowym. PGNiG – jako firmie odpowiedzialnej za bezpieczeństwo energetyczne i dywersyfikację dostaw – szczególnie zależy na jak najszybszym jego uruchomieniu, ale realną datą zakończenia inwestycji jest 2014 rok. Terminal LNG jest jedną z najbardziej obecnie oczekiwanych inwestycji w Polsce. Pan Redaktor Michałowski pisał o zaletach terminali LNG już w 1975 roku na łamach ówczesnego Przeglądu Technicznego, przez lata w Polsce prowadzono na ten temat dyskusje, szkoda, że nie przystąpiono do realizacji. Teraz mamy szansę wreszcie inwestycję zrealizować. I choć faktycznie PGNiG SA nie jest już właścicielem spółki Polskie LNG, to również dla nas jest to inwestycja priorytetowa. W gestii PGNiG SA jest zapewnienie dostaw LNG. 15 kwietnia 2009 roku podpisaliśmy z firmą Qatargas Umowę Ramową na dostawy skroplonego gazu ziemnego z Kataru do Polski. Zgodnie z tą umową Qatargas dostarczy nam 1 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie przez 20 lat. Dostawy gazu do polskiego terminalu rozpoczną się w 2014 roku. Zamierzamy wykorzystywać dostarczony w ten sposób LNG przede wszystkim do zaopatrywania firm energetycznych oraz pozostałych klientów. Planujemy także – w razie potrzeby – dokupować skroplony gaz ziemny na rynku spotowym, czyli na podstawie kontraktów krótkoterminowych.

Rurociągi: PGNiG ma przystąpić kapitałowo do konsorcjum NABUCCO, które będzie odpowia-

dać za budowę rurociągu. Spółka chciałaby odbierać przynajmniej 1 mld m sześć. gazu rocznie. Jak wielkie zaangażowanie kapitałowe przewiduje PGNiG w projekt NABUCCO ?

M.S.: Na razie nie mamy planów kapitałowego zaangażowania się w ten projekt. Natomiast z punktu widzenia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Europy to ważne przedsięwzięcie. My również chcielibyśmy tą drogą pozyskiwać gaz ziemny, dlatego PGNiG SA zarezerwowało w gazociągu Nabucco 1 mld m sześć. pojemności przesyłowej.

Rurociągi: Na forum międzynarodowej konferencji na temat dostaw gazu z Rosji do Europy przez Ukrainę, zwołanej w Moskwie z inicjatywy prezydenta Rosji Dmitrija Miedwiediewa, białoruski premier Siergiej Sidorski zaproponował zbudowanie drugiej nitki gazociągu Jamał-Europa. Rosjanie zasygnalizowali, że pod pewnymi warunkami są zainteresowani budową tego gazociągu. Jakie jest stanowisko PGNiG w tej sprawie ?

M.S.: Druga nitka gazociągu jamajskiego łącząca rosyjskie złoża gazu z odbiorcami w Europie Zachodniej byłaby korzystna dla wszystkich zainteresowanych stron. Z biznesowego punktu widzenia na pewno ta inwestycja byłaby opłacalna.

Michał Szubski – Absolwent Wydziału Prawa i Administracji na Uniwersytecie Warszawskim. Ukończył studia podyplomowe „Zarządzanie przedsiębiorstwem energetycznym” oraz „Transport i dystrybucja gazu ziemnego”.

W przedsiębiorstwie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, a potem w Spółce Akcyjnej PGNiG od 1994 roku obejmował stanowiska Dyrektora Biura Prezydialnego Spółki (1996-1999), Dyrektora Biura Prawnego Spółki (1999-2000), Dyrektora Biura Spółki (2000). Od 1 października 2000 r. w Mazowieckim Zakładzie Gazowniczym „Gazownia Warszawska” obejmował stanowisko Zastępcy Dyrektora ds. restrukturyzacji, a następnie Naczelnego Dyrektora (2001-2002). W latach 2003-2007 piastował funkcję Prezesa Zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. W latach 2007-2008 był Doradcą Zarządu PGNiG SA. Odznaczony m.in. Srebrnym Krzyżem Zasługi (2004), odznaczeniem „Zasłużony dla górnictwa RP” oraz „Zasłużony dla PGNiG”.

Zainteresowanych zakupem poradnika:

TRANSPORT I MAGAZYNOWANIE LNG

prosimy o przesyłanie zamówień na adres redakcji RUROCIĄGÓW