



SENAT RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Zapis stenograficzny
(1011)

157. posiedzenie
Komisji Gospodarki Narodowej
w dniu 14 lipca 2009 r.

VII kadencja

Porządek obrad:

1. Krajowe zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej oraz ocena możliwości zwiększenia ich wydobycia.

(Początek posiedzenia o godzinie 11 minut 05)

(Posiedzeniu przewodniczy zastępca przewodniczącego Marek Trzciniński)

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzciniński:

Dzień dobry. Witam państwa serdecznie.

Otwieram posiedzenie Komisji Gospodarki Narodowej.

Witam serdecznie zaproszonych gości. Witam pana ministra Krzysztofa Żuka. Witam pana ministra Henryka Jezińskiego, witam prezesa PGNiG, pana Michała Szubskiego, oraz pozostałych zaproszonych gości. Witam panów senatorów.

Nasze spotkanie poświęcone jest sprawom związanym z zasobami gazu ziemnego i ropy naftowej. Temat bardzo interesujący i ważny z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa polskiego. Temat, który interesuje zapewne nie tylko członków Komisji Gospodarki Narodowej. Wydaje się, że najważniejsze jest, abyśmy się przyjrzeliby problemom, które się pojawiają.

Żeby już nie przedłużać, zapraszam do zabrania głosu pana ministra Krzysztofa Żuka. Bardzo proszę.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa Krzysztof Żuk:

Dziękuję bardzo.

Pan przewodniczący słusznie zauważył, że ta kwestia była już przedmiotem dużego zainteresowania Wysokiej Izby przy okazji omawiania problematyki budowanego czy projektowanego terminalu w Świnoujściu. Dzisiejsza dyskusja, wydaje się, jest dobrym uzupełnieniem głównych tez, które były wtedy formułowane. Przed merytoryczną dyskusją, poprosiłbym pana prezesa Michała Szubskiego o przedstawienie informacji, które zapewne będą państwa senatorów interesować.

**Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:**

Raz pokazać to dwa razy powiedzieć. Uruchomię więc prezentację.

Bardzo serdecznie dziękuję za zaproszenie nas do państwa, abyśmy mogli zaprezentować to, co robimy, czym się zajmujemy w tej części upstreamowej, czyli poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Wraz ze mną przyszli do państwa naczelny górnik naftowy RP, pan prezes Waldemar Wójcik, mój zastępca do spraw górnictwa naftowego, i pan dyrektor Stanisław Radecki, osoba, która o tym, co robimy, wie na pewno najwięcej. Postaram się szybciotko podsumować najważniejsze kwestie,

a przede wszystkim może poddać pod dyskusję pewne fakty i mity, które krążą wokół górnictwa naftowego, poczynając od tego, że czegoś nie potrafimy zrobić, po tezę, że czegoś nie pozwalamy zrobić. To są tezy, z którymi często się stykam przy różnych spotkaniach, jakoby PGNiG albo nie potrafi znaleźć, albo nie pozwala znaleźć komuś innemu. Postaram się więc rozwiać państwa wątpliwości w tym zakresie, jednocześnie, niestety, dokumentując tezę, że nie jesteśmy krajem Zatoki Perskiej i raczej nim nie będziemy. I z tym smutnym faktem musimy sobie jakoś poradzić, pamiętając cały czas o tym, że jedna trzecia naszego bilansu jest pokrywana z wydobycia krajowego i stawiamy sobie dość ambitny cel, aby ta jedna trzecia w dalszym ciągu była pokrywana z wydobycia krajowego. Uważamy to za pewien cel, nazwijmy go, strategiczny.

Proszę państwa, na slajdzie są przedstawione obszary koncesyjne, którymi dzisiaj dysponuje PGNiG. Przypomnijmy, że do końca lat osiemdziesiątych – do 1989 r. – czy nawet do początku lat dziewięćdziesiątych PGNiG było wyłącznym koncesjonariuszem na terenie Polski. Było, że tak powiem, ramieniem państwa w zakresie poszukiwania węglowodorów, zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej. Wszystkie koncesje poszukiwawcze, eksploatacyjne należały do PGNiG. Ponieważ świat się zmienia, zmieniają się relacje i – jak pan minister doskonale wie – za koncesję trzeba płacić, zarówno przy ich otrzymaniu, jak i potem przy korzystaniu z nich, PGNiG zdecydowało się na wybranie koncesji, które uznaliśmy wtedy za najbardziej perspektywiczne. Na mapie są zaznaczone na zielono. Jak państwo widzą, to nie jest wbrew pozorom znaczny obszar całego kraju. To jest niecałe 50 tysięcy km² koncesji poszukiwawczych i trochę ponad 1,5 tysiąca km² koncesji eksploatacyjnych. To, oczywiście, oznacza, że cała reszta Polski jest w zasobach ministra środowiska, który może te zasoby w drodze udzielenia koncesji aktywować dla innych podmiotów.

Jak państwo mogą się przekonać – druga mapa – znaczna część terenu Polski jest poddana eksploracji przez inne podmioty. To jest dzisiaj ponad 50 tysięcy km² udzielonych koncesji, na których poszukiwania prowadzone są przez różne podmioty. Tych podmiotów nie jest, proszę państwa, dużo. One są wymienione na slajdzie. Wiem, że macie państwo wydrukowaną prezentację, nie będę więc tego czytał.

Powiedzmy może w ten sposób: w połowie lat dziewięćdziesiątych Polska została nagle, powiedzmy, odkryta przez firmy zewnętrzne. Przeżywalibyśmy wręcz najazd przedstawicieli dużych firm zagranicznych, które chciały w Polsce prowadzić poszukiwania. Zdaniem ekspertów amerykańskich, brytyjskich w Polsce są zasoby, do których z jakiegoś powodu polskie firmy nie potrafią się dostać. W związku z tym te firmy gremialnie przyjeżdżały do Polski. Efektem tego był jeszcze większy obszar koncesyjny, do którego aplikowanie jest pokazane na następnym slajdzie. No i, niestety, proszę państwa, po kilku latach okazało się, że ich teorie nie znalazły pokrycia w praktyce i większość z tych firm się wycofała. Na rynku zostało kilka firm, z których większość jest powiązana w jakiejś mierze z dużymi światowymi firmami naftowymi. Te firmy prowadzą swoje prace same bądź we współpracy z nami, o czym również za chwilę chciałbym powiedzieć parę słów.

Wbrew pozorom trzymamy za nich kciuki. Chcielibyśmy, żeby ktoś oprócz nas również trafił w Polsce na złoża, chociażby po to, żeby udokumentować tezę, że Polska jest obszarem ropo- i gazonośnym i że warto te prace poszukiwawcze prowadzić. Myślę, że byłaby to zachęta zarówno dla innych inwestorów, żeby pojawić się w Polsce, jak i zachęta dla nas, żeby te prace kontynuować. Powolutku ewoluuje podejście do

poszukiwań w Polsce. Jak państwo zapewne wiedzą, głównym modelem na świecie jest model mieszany, gdzie różne firmy na różny procent są uczestnikami koncesji, pokrywają koszty prac poszukiwawczych, a potem zagospodarowania, a następnie dzielą się również przychodami, które przynosi eksploatowane złoża. Jest to model sprawdzony na świecie dlatego, że ryzyko w tej materii jest bardzo duże. Na tym polega górnictwo naftowe. Jest bardzo wysoka bariera, jeśli chodzi o wejście do sektora, bo to są bardzo drogie prace. W związku z tym jest duże ryzyko i duża ekspozycja finansowa. Firmy dzielą to ryzyko poprzez wspólne ponoszenie kosztów, a potem również wspólnie osiągają korzyści. My staramy się w Polsce ten model powoli zaszczepiać, mimo że może nie jest to bardzo popularne, bo wydaje się, że PGNiG powinno wszystko robić samo, ale – mierzymy siły na zamiary.

Oczywiście PGNiG najbardziej lukratywne koncesje traktuje jako pewnego rodzaju klejnoty rodowe i nimi zajmuje się samo, w przypadku natomiast koncesji o większym stopniu ryzyka staramy się dobierać partnerów. Ostatnio takim dość znanym faktem było podpisanie umowy operacyjnej z Orlenem na złożu Sieraków, o czym za chwilę może też dwa słowa państwu powiem.

Współpraca z firmami zagranicznymi, które funkcjonują w Polsce. Podzieliliśmy ją na dwa obszary: obszar południowy i północnozachodni, bo to są nasze dwie główne prowincje naftowe, w których prowadzimy prace. W obszarze południowym wiodącym zakładem jest oddział w Sanoku, w prowincji północnozachodniej – oddział w Zielonej Górze. To są dwa nasze zakłady wydobywcze, od dłuższego już czasu prowadzące jednocześnie działalność polegającą na projektowaniu i prowadzeniu, nadzorowaniu prac poszukiwawczych.

Na południu Polski współpracujemy z firmą Exxon i z amerykańską firmą FX Energy. Może nie będę państwu opowiadał o poszczególnych blokach koncesyjnych, co na którym i z kim robimy. Gdyby państwo mieli pytania szczegółowe, to ja i kole-dzy jesteśmy do dyspozycji. Chcę raczej pokazać zakres tej współpracy, żeby państwo mieli świadomość, że to nie jest tak, że PGNiG blokuje komuś aktywność w Polsce albo nie pozwala poszukiwać. To jest wierutne kłamstwo, choć bardzo często powtarzane. Z każdym z partnerów mamy podpisaną umowę operacyjną.

Kolejna współpraca – z firmą Aurelian Oil&Gas PLC. To firma dosyć znana, bo bardzo dba o swój wizerunek i o swój PR. Niedawno ogłaszała bardzo spektakularne osiągnięcie – odkrycie złoża w okolicach Poznania, o czym informowała bardzo szeroko prasa. To już jest właściwie, można powiedzieć, oparte na koncesji zagranicznej, na Słowacji. Współpraca ze znanymi firmami, z konsorcjum RWE Dea. Z każdą z firm mamy podpisaną umowę operacyjną, która mówi, jakie obowiązki koncesyjne są do wykonania, jak są dzielone nakłady finansowe na realizowanie zobowiązań koncesyjnych. To się, oczywiście, w prosty sposób przekłada potem na potencjalne efekty z produkcji. Bardzo ciekawa koncesja Bieszczady, gdzie współpracujemy z firmami Aurelian i z EuroGas. Dlaczego ciekawa? Dlatego, że mamy nadzieję, że powrót w głębokie Karpaty pozwoli nam na zweryfikowanie tezy o zaleganiu węgłowodoru znacznie głębiej niż w tych obszarach, które do dzisiaj zbadaliśmy. Może na końcu chciałbym poświęcić dwa słowa kwestii, gdzie jest dzisiaj – moim czy naszym zdaniem – problem w kolejnych odkryciach, gdzie jest ta bariera rozwojowa.

Z kolei współpraca z firmami zagranicznymi na zachodzie Polski – CalEnergy i z FX Energy. Dość znana struktura – Płotki, czyli rejon Piły. Od bardzo dawna reali-

zowana współpraca z firmą FX Energy. Obszar Poznań też traktujemy jako bardzo interesujący. Nie tak dawno wykonywaliśmy zdjęcie sejsmiczne. Tu również ma miejsce współpraca z firmami Aurelian i FX Energy. Jest to więc rejon bardzo interesujący. Co ciekawe, powoli wchodzimy w opłotki Poznania. Te prace stają się coraz trudniejsze, bo zaczynają dotyczyć aglomeracji poznańskiej. Realizacja staje się zatem coraz trudniejsza, ale przez to pewnie również ciekawa. Rosną nadzieje mieszkańców, że może pod ich domkami jednorodinnymi znajdziemy jakieś złoża.

Blok Ostrowiec. Tu również ma miejsce współpraca z FX Energy, amerykańską firmą z Houston. Złoże Sieraków – współpraca z Orlenem. To jest nasze ostatnie wspólne przedsięwzięcie, na realizację którego podpisaliśmy umowę operacyjną. Nie jest to, oczywiście, duże przedsięwzięcie. To jest złożo ropne. Nakłady w najbliższym czasie będą wynosiły mniej więcej około czterdziestu kilku milionów złotych. Wbrew temu, co donosiła prasa, to nie jest tak, że PGNiG nie stać na zagospodarowanie czy pracę na złożu Sieraków. Nam zależy na tym, aby dwie takie, powiedziałbym, poważne, jak na Polskę, firmy, jak Orlen i PGNiG, potrafiły nie tylko w nieskończoność podpisywać listy intencyjne, ale również pokazać efekt tej pracy. I, rzeczywiście, w ciągu sześciu miesięcy przygotowaliśmy projekt, który naszym zdaniem jest wykonalny. Trzeba kontynuować prace związane z robieniem zdjęć geofizycznych, do wykonania są też dwa otwory wiertnicze na złożu Sieraków plus intensyfikacja prac na wykonanym już odwiercie, no i przygotowanie do zagospodarowania. Myślę, że to jest takie ciekawe poletko doświadczalne, na którym zarówno my, jak i Orlen możemy się uczyć współpracy i trochę też zerwać z mitami, które nas dzielą. Te dwie firmy dzieli bardzo wiele historycznych mitów, które uniemożliwiają bieżącą współpracę.

To są nasze prowincje naftowe. Jak łatwo się zorientować, główna historyczna kolebka górnictwa naftowego to południowy wschód Polski. No i ostatnio eksploatowana część – północnozachodnia Polska, rejon Wielkopolski. Bardzo perspektywiczny.

Może przy tym slajdzie dwa słowa refleksji natury ogólnej. Jest bezsprzecznym faktem, że już od kilku lat czekamy na kolejne duże odkrycie. Trzy ostatnie spektakularne odkrycia to najpierw BMB, czyli tak zwane złożo Dębno, potem odkrycie i zagospodarowanie złoża Kościan i ostatnie odkrycie Lubiatów-Międzychód-Grotów, czyli tak zwane złożo LMG. To są odkrycia, które są efektem wieloletniej pracy, ale w przeszłości. Tak funkcjonuje górnictwo naftowe, że prace wykonywane przez jednych przynoszą efekty dopiero następcom i to często po wielu latach. Niestety, mieliśmy pewien okres, gdy z uwagi na kondycję finansową, przede wszystkim firmy, intensywność prac poszukiwawczych była bardzo mała. Od kilku lat borykamy się z efektem w postaci braku spektakularnych nowych odkryć. Mamy nadzieję, że ten trend uda się przełamać. Nie jest to, proszę państwa, w mojej ocenie tylko i wyłącznie finansowy problem, problem ilości pieniędzy przeznaczonych na realizację prac poszukiwawczych. Moim zdaniem jest to problem, powiedziałbym, intelektualny. Mamy zbadaną Polskę dość dobrze do poziomu 3000 m, 3500 m i to, co na tym poziomie mogliśmy odkryć, odkryliśmy. To jest opisane na następnym slajdzie – złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w podziale na pięć prowincji naftowych. Możemy powiedzieć, że to jest już obszar mniej więcej przebadany. Będziemy trafiać w kolejne struktury, ale ich ekonomika będzie już coraz bardziej dyskusyjna.

Jest taka teza, że w kolejnym uskoku geologicznym, na znacznie większych głębokościach są kolejne zasoby ropy i gazu ziemnego. Być może nawet większe niż te,

które znajdowały się na tej wyższej warstwie. No i można by zadać pytanie, dlaczego w takim razie nikt tego do tej pory nie sprawdził. Mówimy teraz bowiem o wierceniach poniżej 5000 m i głębiej – pomiędzy 5000 a 7500 m głębokości odwiertu. Można by więc zadać pytanie, dlaczego do tej pory tego nie sprawdzamy, mimo że teorie na temat takiego zalegania węglowodorów są znane od bardzo dawna i w Polsce dyskutowane tak naprawdę od dziesięcioleci. Dlatego, proszę państwa, że jest to biznesowo niesłychanie ryzykowna decyzja. Taki odwiert może kosztować do 100 milionów zł. W związku z tym decyzja o jego odwierceniu, z ryzykiem, że będzie on bez efektu, jest ogromna.

Jesteśmy zdania, że taka firma jak PGNiG powinna, wzorem światowych firm, wykonać w ciągu roku jeden, dwa tak zwane badawcze odwierty, w przypadku których nie liczymy na starcie opłacalności, nie zakładamy, jakie będą odkryte zasoby, nie liczymy efektywności ekonomicznej, tylko traktujemy to jako tak zwane R&D. Czyli inwestujemy pieniądze z założeniem, że one powinny coś przynieść, ale jak nie przyniosą, to nie będziemy sobie podcinać żył. Myślę, że PGNiG powinno wykonać w roku jeden, dwa takie odwierty, po to, żeby sprawdzić, czy teorie, które są dość dobrze opisane w literaturze naftowej, są faktem, czy rzeczywiście właśnie na południu, w wysokich Karpatach, czy w rejonie wielkopolskim, w kolejnych warstwach czerwonego spagowca – ale w tym jego drugim horyzoncie głębokim – zalegają tak duże zasoby ropy i gazu, jak niektórzy eksperci, niektórzy geolodzy twierdzą. Jesteśmy chętni to sprawdzić. Ale sami państwo zdają sobie sprawę, że ryzyko biznesowe takiego przedsięwzięcia jest bardzo duże i trzeba po prostu mieć silne nerwy, żeby to zrobić, bo ktoś kiedyś może zadać pytanie, dlaczego wierciliśmy i dlaczego uwopiliśmy w tym 100 milionów zł, a odwiert nie przyniósł spodziewanych efektów. Ale bez tego ryzyka nie będzie rozwoju górnictwa naftowego w Polsce.

Krótkie podsumowanie. W tej chwili udokumentowane przez PGNiG zasoby gazu ziemnego to 94 miliardy m³. Niestety, widać, że ta liczba maleje. Ku naszemu ubolewaniu tempo wyczerpywania zasobów jest troszkę wyższe niż tempo dokumentowania nowych. To jest właśnie efekt tego, że wyczerpaliśmy możliwości rozwojowe w krótszych horyzontach. Musimy ten trend przełamać, bo inaczej będziemy więcej wyczerpywać niż dokumentować, co oznacza, że te zasoby będą się w pewnej perspektywie coraz bardziej kurczyć, a chcielibyśmy, żeby ich przybywało. Współczynnik odkrycia nowych złóż w stosunku do wyczerpania powinien być na poziomie 1,1, czyli powinniśmy mieć mniej więcej o 10% więcej odkryć w ciągu roku niż wyczerpaliśmy w tym samym okresie. Niestety, dzisiaj ten współczynnik jest na poziomie 0,98. To oznacza, że zasoby się kurczą, a powinno ich przybywać. Stan zasobów ropy naftowej – 21 milionów t.

Krótkie podsumowanie. Mają to państwo też w materiałach, gdzie i co eksploatujemy, w których kopalniach. Oczywiście, jesteśmy do państwa dyspozycji, gdyby były szczegółowe pytania dotyczące poszczególnych rejonów. Widać od razu, że oddział sanocki, czyli południe Polski, chociażby na podstawie liczby eksploatowanych kopalń, jest tą prowincją historyczną, gdzie rozwijało się górnictwo naftowe. Oddział w Zielonej Górze to dziecko późniejsze, nowe odkrycia.

Wydobycie PGNiG w poszczególnych oddziałach i ogółem. Wydobycie 4083,3 mln m³ w 2008 r., przewidujemy takie wydobycie w następnych latach. Przy okazji chcę powiedzieć, że od czasu do czasu jest stawiany zarzut, że ograniczamy wy-

dobycie, że ono z roku na rok maleje. To nie jest do końca, proszę państwa, prawda. To wydobyć mogłoby być wyższe. Mamy problem z odbiorem gazu zaazotowanego. Cała północnozachodnia Polska ma zasoby gazu zaazotowanego o różnej ilości metanu. Żeby można było eksploatować kopalnie, musi być równomierny odbiór u naszych klientów, zarówno samego gazu, jak i pochodnych, takich jak siarka, bo to są złoża trudne, złoża zasiarczone. Możliwość przerobu tego gazu na gaz wysokometanowy mamy w Odolanowie. Za chwilę będziemy mieli również w azotowni Grodzisk. I tak naprawdę to trochę cierpimy na brak klientów na gaz zaazotowany lokalny – lokalnych ciepłowni, jakiegoś lokalnego średniego przemysłu, gdzie moglibyśmy podać istotne rezerwy z kopalń. Na podstawie dyskusji z Zieloną Górą oceniamy, że rocznie to mogłoby być nawet do pięciuset milionów ukrytych rezerw eksploatacyjnych, które można by aktywować, gdybyśmy znaleźli zbyt na rynku lokalnym. Myślę, że byłaby to istotna poprawa wydajnościowa. Zresztą po to, żeby ten gaz aktywować, budujemy dwa zbiorniki eksploatacyjne – Bonikowo i Daszewo. To są dwa niewielkie magazyny po wyczerpanych złożach gazu ziemnego. Po to, żeby efektywnie gospodarować mocą kopalni. Rozumiecie państwo ideę? To są naczynia połączone – kopalnia i klienci. Jeżeli po którejś stronie, a zwłaszcza po stronie klienta, następuje problem z odbiorem, to kopalnia musi limitować swoje wydobyć. To bowiem nie jest towar, który można produkować na magazyn taki jak hala, prawda? On musi być natychmiast wysyłany dalej, bądź magazynowany w zbiornikach podziemnych. I takie dwa zbiorniki eksploatacyjne kończymy w tej chwili budować. W związku z tym wydobyć jest w tej chwili mniej więcej na poziomie 4,1 miliarda m³. Przy czym podłączono tutaj kolejne zasoby, o których mowa w dalszej części tego slajdu, które powinny dać około 300 milionów m³ nowego wydobyć. Czyli saldo roczne w 2008 r. powinno się zamknąć kwotą 4,5 miliarda m³.

Widać pewne dysproporcje i widać, gdzie w tej chwili musi być główny obszar poszukiwań. To przede wszystkim południe Polski, gdzie trzeba sprawdzić, czy rzeczywiście w tej prowincji naftowej uda się znaleźć kolejne zasoby. Wydobyć Sanoka bowiem gwałtownie maleje i wymaga bardzo intensywnych działań na rzecz znalezienia kolejnych zasobów.

Zielona Góra, myślę, ma mniej więcej około siedmiu lat poślizgu i w ciągu tego okresu również albo udokumentowane zostaną nowe zasoby, albo trzeba będzie się liczyć ze spadkiem produkcji. To oznacza również duże zaangażowanie, ale myślę, że w tej chwili priorytet powinien być związany jednak z poszukiwaniami na południu Polski.

Informacje ilościowe na temat ropy naftowej. Mamy nadzieję, proszę państwa, że już mniej więcej w latach 2011–2013 zacznie się istotnie zwiększać, wręcz podwoi się, wydobyć ropy naftowej. Dzisiaj wydobywamy około 500 milionów t. Mamy nadzieję tę ilość zwiększyć do miliarda ton. Zdaję sobie sprawę, że w bilansie benzyn i ropy w Polsce to, oczywiście, nie jest ilość bardzo istotna, ale z naszego punktu widzenia jest to podwojenie wydobyć. Tu przede wszystkim wiąże nadzieję z zagospodarowaniem złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów. Intensyfikacja wydobyć z Dębna i włączenie kopalni Lubiatów-Międzychód-Grotów powinno podwoić produkcję ropy naftowej. Te dane mają państwo przedstawione na kolejnym slajdzie – które rejony będą podłączane w kolejnych latach i jak to wpłynie na zwiększenie wydobyć ropy naftowej.

I to tyle z mojej strony. Dziękuję bardzo. Jesteśmy do dyspozycji, jeżeli chodzi o wszelkie pytania.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję bardzo.

Czy pan minister chciałby zabrać głos?

Bardzo proszę pana ministra, głównego geologia kraju.

**Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Środowiska
Henryk Jeziński:**

Panie Przewodniczący! Panowie Senatorowie! Szanowni Państwo!

Bardzo dziękuję za zaproszenie na dzisiejsze spotkanie.

Jako główny geolog kraju jestem odpowiedzialny w Ministerstwie Środowiska, po pierwsze, za koordynowanie badania budowy geologicznej kraju; następnie za udzielanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie, również węglowodorów; jak też koncesji na eksploatację.

Chciałbym wspomnieć, przygotowaliśmy ostatnio nową ustawę – Prawo geologiczne i górnicze, która jest przedmiotem obrad Sejmu, i liczę, że niedługo panowie senatorowie tą ustawą się zajmą. Są w niej interesujące przepisy dotyczące ropy i gazu.

Przechodzę do informacji odnośnie do poznania budowy geologicznej kraju. Tak jak powiedział pan prezes Szubski, mamy taką sytuację, że do pewnej głębokości dokładnie wiemy, czego możemy się spodziewać. Pan prezes o tym mówił. Pozostaje sprawa głębszych horyzontów, nierozpoznanych jeszcze i bardzo ryzykownych. W całej rozciągłości zgadzam się z panem prezesem. Rzeczywiście, zamawialiśmy prace. Akademia Górniczo-Hutnicza wykonała takie opracowanie, które, proszę państwa, pokazuje bardzo ciekawe potencjalne możliwości występowania gazu ziemnego.

Jak w ogóle wygląda sytuacja z gazem ziemnym? Wielkość wydobycia gazu ziemnego to jest około 5 miliardów m³. Różnice, które mogą państwo zobaczyć między tym, co podaje PGNiG, a tym, co my podajemy, wynikają z tego, że PGNiG podaje wartości dotyczące gazu wysokometanowego. Tak że jak zobaczą państwo czasem rozbieżności w bilansie, to nie jest jakaś pomyłka, tylko po prostu my mówimy o zasobach gazu ziemnego, PGNiG zaś podaje to w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Ile mamy złóż? A więc pamiętajmy – w eksploatacji 5 miliardów m³. Udokumentowanych złóż mamy 139 miliardów m³. To jest w bilansie gotowe do zagospodarowania. Dalej, geolodzy szacują, ile jest tych złóż, które nie zostały jeszcze udokumentowane. Tak zwane złoża perspektywiczne. Według naukowców możemy mówić o 650 miliardach m³ zasobów, które czekają jeszcze na udokumentowanie, a liczby podawanej w opracowaniu AGH to nawet nie jestem w stanie wymieniwać, bo ona jest tak ogromna i pokazuje duże możliwości. Ale dlaczego takie możliwości się pojawiają? My ich do końca nie przekreślamy. Proszę państwa, w ostatnim czasie na świecie zasadniczo zmieniło się podejście w poszukiwaniu zasobów gazu. Do tej pory szukaliśmy w takich strukturach, w których kiedyś była jakaś materia organiczna, ona sobie tam dojrzewała, tam coś na nią naciskało – przepraszam fachowców za trywializm tej wypowiedzi – a później musiała być jakaś pułapka, a więc jakaś pustka. To nie mogło w międzyczasie nigdzie uciec i tam szukaliśmy gazu. A teraz, proszę państwa, zwłaszcza firmy amerykańskie szukają gazu w zupełnie innych strukturach. Otóż to, co my do tej pory uważaliśmy za skały nieprzepuszczalne... Ten gaz występuje niejako w strukturze tych skał. Proszę państwa, te obszary są w Polsce kompletnie niezbadane. Wyszliśmy z ofertą skierowaną do tych firm, które wiedzą, jak tego szukać, i spotkali-

śmy się tu z dużym zainteresowaniem. Otóż na przełomie roku ubiegłego i obecnego podpisałem trzy koncesje dla – wtedy jeszcze największej firmy naftowej i największej firmy na świecie – Exxon Mobil, która chce właśnie w Polsce szukać tego typu gazu. I my, jak już powiedział pan prezes Szubski, trzymamy kciuki za te firmy, ponieważ jeżeli im się uda, to rzeczywiście będzie to jakościowa zmiana w naszym bilansie energetycznym.

Rzeczywiście, do tej pory mamy taką sytuację, że PGNiG jest zdecydowanym liderem zarówno w koncesjach poszukiwawczych, jak i w koncesjach wydobywczych. PGNiG posiada dwieście dziewiętnaście koncesji na eksploatację, a inne firmy posiadają tych koncesji osiem. Jeżeli więc rozmawiamy o eksploatacji węgłowoduru w Polsce, to głównym partnerem do tych rozmów jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo.

Tak jak mówię, jest duże zainteresowanie firm zagranicznych, które chcą tu pracować, i te koncesje są im udzielane. W 2008 r. i w 2009 r. podpisałem sześćdziesiąt siedem koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węgłowoduru w Polsce.

Ostatni element mojej wypowiedzi – Prawo geologiczne i górnicze. Tutaj mamy do czynienia z pewnym niedostosowaniem tej ustawy do dyrektywy węgłowodorowej. Musimy to nadrobić. Otóż dzisiaj mamy taką sytuację, że jeżeli przychodzi firma, to startuje w przetargu na tak zwane użytkowanie górnicze, czyli jeśli ta firma wygra przetarg, to ma prawo do użytkowania górniczego, ale wcale nie ma pewności, że będzie mogła uzyskać koncesję na eksploatację. I to jest niezgodne z regulacjami unijnymi, które mówią, że w ramach równych szans wszystkich podmiotów system ma być taki: jeżeli państwo organizuje przetarg, to ma to być przetarg na udzielenie koncesji. Jak ktoś wygra ten przetarg, to on ma mieć zapewnione, że tę koncesję uzyska. Dzisiaj mamy taką sytuację, że ktoś wygra przetarg na użytkowanie górnicze, później zacznie się starać o koncesję, a ze względów albo środowiskowych, albo z powodu braku zgody gminy tej koncesji nie dostanie. A więc ta nowa ustawa – która, mam nadzieję, niedługo będzie przedmiotem obrad Senatu – powoduje, że będziemy mieli polską regulację zgodną z regulacjami unijnymi. Poza tym będzie to wyraźny sygnał dla zagranicznych firm naftowych: przychodźcie do Polski i pomóżcie nam szukać nowych złóż gazu. To jest interes dla nas wszystkich – dla tych firm, dla nas, oczywiście, bo będziemy mieli lepszy bilans energetyczny, jak również dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, które będzie w różnych formach współpracować z tymi koncesjonariuszami.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję bardzo, Panie Ministrze.

Chciałbym powitać przybyłą do nas panią minister Strzelec-Łobodzińską z Ministerstwa Gospodarki.

Czy pani minister chciałaby zabrać głos?

Bardzo proszę.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki Joanna Strzelec-Łobodzińska:

Prezentacji pana prezesa Szubskiego była tak obszerna, że myślę, że ewentualnie wypowiem się w ramach odpowiedzi na pytania. W tej chwili nie mam już nic do dodania.

Ale może pan Kaliski, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu w naszym ministerstwie, chciałby jeszcze coś dodać.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo proszę, Panie Dyrektorze.

**Dyrektor Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki
Maciej Kaliski:**

Panie Przewodniczący! Szanowni Państwo!

Ministerstwo Gospodarki jest żywo zainteresowane zwiększeniem wydobycia krajowego z dwóch powodów. Po pierwsze dlatego, że jest to najlepszy sposób dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, a po drugie, że cena 1000 m³ gazu pochodzącego ze złóż krajowych jest zdecydowanie niższa niż gazu, który importujemy z różnych źródeł. Te dwa argumenty przemawiają za tym, żeby zintensyfikować wydobycie krajowe. O trudnościach technicznych i technologicznych pozyskania czy dotarcia do nowych źródeł gazu mówił pan prezes Szubski, ale z drugiej strony nakłady, które PGNiG przeznacza rocznie na poszukiwania – rzędu 600 milionów zł – gdyby się udało, warto by było zwiększyć. W ten sposób szanse pozyskania nowych źródeł gazu czy zasobów gazu byłyby zdecydowanie większe.

Przypomnę, że Polska jest na przedostatnim miejscu w krajach Unii Europejskiej, jeżeli chodzi o zużycie gazu w przeliczeniu na jednego mieszkańca. W znaczący sposób wyprzedzają nas najbliżsi sąsiedzi. My zużywamy około 400 m³, tak jak powiedziałem, a niektórzy zużywają trzykrotnie czy czterokrotnie więcej.

Również istotnym elementem, o którym do tej pory nie mówiliśmy, są zasoby gazu w postaci metanu, związane z pokładami węgla. One są, według różnych źródeł, szacowane na co najmniej tym samym poziomie, co zasoby gazu ziemnego w strukturach geologicznych, o których mówił pan minister. Dziękuję bardzo.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo dziękuję, Panie Dyrektorze.

Pora na pytania. Bardzo proszę panów senatorów.

Pan senator Stanisław Iwan.

Senator Stanisław Iwan:

Dziękuję bardzo, Panie Przewodniczący.

Mam pytanie do rządu, a może do PGNiG. Mianowicie, wiemy o tym, że istnieją małe lokalne złoża gazu, na przykład zaazotowanego, niskokalorycznego, które na dużą skalę przemysłową są trudne do wykorzystania. Ale mogłyby być czymś interesującym, jeśli chodzi o lokalne zastosowania, nie wiem, na przykład o ciepłownictwo, czy w przypadku jakichś miejscowych zakładów. Spotkałem się w swojej praktyce gospodarczej z tym, że po prostu nie można było zamknąć rachunku techniczno-ekonomicznego, głównie ekonomicznego. Chodziło dosłownie o parę groszy. Zasada bowiem jest taka, że ten gaz jest mniej więcej w tej samej cenie. W związku z tym nie doszło do zastosowania tego gazu konkretnie w ciepłownictwie, a my stoimy przed dużym problemem związanym z aplikacją pakietu klimatyczno-energetycznego. Po 2015 r., o tym się bardzo mało mówi, sytuacja ciepłownictwa będzie bardzo krucha.

Czy w związku z tym jest jakaś elastyczność cenowa, czy przewiduje się taką elastyczność... Nie mówię o tym, że jak jest gaz mocno zaazotowany, czyli niskokaloryczny, to wtedy przelicza się go na gaz wysokometanowy i ta cena jest odpowiednia, powiedzmy, w zależności od energii, która jest w tym gazie. Mnie chodzi o to, czy nie można by było takich złóż lokalnych w ten sposób eksploatować, że cena tego gazu byłaby bardziej preferencyjna i wtedy być może to by się bardziej opłacało, tak żeby wykorzystać w końcu to dobro narodowe, które mamy. Dziękuję.

**Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:**

Może ja odpowiem panu senatorowi. Problem jest wieloaspektowy. Faktem jest, że cena gazu na złożu zawsze powinna być niższa niż taryfowa cena gazu z sieci. To jest jakby oczywista oczywistość. Trzeba jednak pamiętać, że jest u nas jakiś poziom kosztów, poniżej którego nie będziemy sprzedawać, nawet jeżeli jest to dobro narodowe. Jakies nakłady ponieśliśmy na udokumentowanie tego złoża, odkrycie i zagospodarowanie. Cena minimalna to jest cena naszych kosztów wydobycia z tego złoża.

Myślę, że tak naprawdę nie tu tkwi clou problemu, bo zawsze jesteśmy w stanie ustalić formułę cenową, gdyż – tak jak słusznie pan zauważył – tak naprawdę rozliczamy się z energii. To nie jest ważne, czy to jest gaz wysokometanowy czy gaz zaazotowany. Każdy ma swoją wartość kaloryczną. Tak naprawdę rozliczamy się z energii i taką formułę rozliczania się z energii powinniśmy kształtować. Myślę, że to jest w ogóle taki wniosek dotyczący polskiego rynku, że jesteśmy chyba jednym z ostatnich krajów Unii Europejskiej, który rozlicza się za bieżące metry sześciennego, a nie za wartość energetyczną, czyli nie za gigadzule. Powinniśmy powoli zmierzać do tego, żeby się rozliczać z energii. To jest chyba pewien postępujący trend. Myślę, że tak naprawdę problem mamy gdzie indziej. Jak pan zauważył, ja też w trakcie prezentacji o tym mówiłem, potrzebujemy klientów na gaz zaazotowany po to, żeby efektywnie eksploatować kopalnie. Czyli intencyjnie jesteśmy za. Gdzie, moim zdaniem, jest pies pogrzebany? Otóż nasi klienci z jednej strony chcą zrobić transakcję na złożu i chcą mieć tak zwaną cenę na głowicy, czyli taką cenę złożową, ale z drugiej strony oczekują, że my swoją eksploatacją i siecią będziemy gwarantować stabilność składu i stabilność dostawy. Przepraszam – albo cyrk, albo wrotki. Ktoś decyduje się na transakcję o pewnym stopniu ryzyka również dla niego – na jednym złożu, na dwóch strukturach, na ograniczonej liczbie odwiertów, w jakimś tam ośrodku centralnym buduje swoje przedsięwzięcie – płacąc preferencyjną cenę, to jest nasze koszty plus jakaś tam marża, wtedy nie dostanie, niestety, gwarancji pewności dostaw, które my gwarantujemy całym swoim wydobyciem i gazem systemowym. Bo wtedy jest cena taryfowa sprzedaży z sieci. I tu jest, moim zdaniem, ten problem, gdzie się rozjeżdżamy z naszymi partnerami. Nie da się tych dwóch transakcji powiązać.

Zresztą tak to wygląda na świecie, że gaz na głowicy jest rzeczywiście tańszy, ale ten, kto go odbiera, musi mieć świadomość, że mogą być ryzyka eksploatacyjne związane ze stabilnością składu i dostawy. Przy czym, myślę, że jest na to panaceum, ale niestety, to panaceum też będzie coś kosztować. To nie będzie takie zupełnie darmowe. Można tylko rozmawiać, jak te przedsięwzięcia pogodzić tak, żeby ktoś zawarł jednocześnie drugą umowę na dostawy gazu systemowego, na podstawie której będzie wnosił opłaty stałe, dopóki nie będzie wykorzystywał tej umowy. Oczywiście, poziom opłat stałych może być

trudny do zaakceptowania, ale pamiętajmy, że tylko w niewielkim stopniu opłaty abonamentowe są nasze. To są głównie opłaty Gaz-Systemu i operatorów systemów dystrybucyjnych. W opłatach stałych udział PGNiG jest niewielki. To są głównie opłaty sieciowe.

Jeżeli ktoś zamówi sobie moc i zapłaci opłaty stałe, to może wtedy w przypadku awarii stabilizować dostawy. Instrukcja ruchu eksploatacji sieci przesyłowej mówi o nowych mechanizmach, z których, mam wrażenie, że i my, i klienci nie zawsze zdajemy sobie sprawę, jak na przykład umowa o dostawy przerywane, o zmiennej ilości mocy. Myślę więc, że powinniśmy szukać elastycznych rozwiązań, nie mówiąc, że się nie da. Z drugiej strony klienci nie mogą oczekiwać, że będziemy występować w roli dobrego wujka, który niezależnie od poniesionych kosztów po prostu będzie pomagał im realizować ich biznesy, nie patrząc na swój biznes. Oprócz tego, że jesteśmy firmą z istotnym udziałem państwa, jesteśmy firmą giełdową i mamy obowiązek dbać o wartość dla akcjonariuszy. Tak, niestety, wygląda brutalna rzeczywistość. Ale jesteśmy naprawdę otwarci na współpracę i bardzo potrzebujemy klientów na gaz zaazotowany, o czym mówię zupełnie serio.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję bardzo.

Pan senator Henryk Woźniak. Bardzo proszę.

Senator Henryk Woźniak:

Dziękuję, Panie Przewodniczący.

Cieszę się, że możemy rozmawiać o tym ważnym problemie. Ja mam z nim do czynienia na co dzień, bo mieszkam w zachodniej Polsce i miałem przed laty swój udział w zagospodarowaniu złóż BMB, oczywiście pośredni udział. Jako prezydent Gorzowa podpisywałem wieloletnią umowę na odbiór energii cieplnej, która umożliwiła budowę pierwszej turbiny parowo-gazowej. Następna została wybudowana w Zielonej Górze. A więc jest możliwość zagospodarowywania złóż gazu zaazotowanego. Nie tylko na potrzeby gospodarstw domowych, bo takie też są przecież realizowane w zachodniej Polsce, ale i na potrzeby przemysłowe. To są, myślę, dwa ważne przykłady, które pokazują, że można.

W prezentacji pana prezesa Szubskiego i wystąpieniu pana ministra Jezierskiego są wątki optymistyczne, aczkolwiek nie sposób uchwycić polityki państwa, z jednej strony, w odniesieniu do eksploatacji złóż gazu i ropy, jeśli się pamięta, że jedna trzecia zużycia gazu pochodzi ze złóż krajowych – cały czas o tym trzeba pamiętać – a z drugiej strony nie sposób uchwycić polityki państwa w stosunku do tak ważnej i wielkiej firmy, jaką jest PGNiG. I to są te dwie kwestie, które, wydaje mi się, powinny się jeszcze pojawić w dyskusji. A mówię to w kontekście końcowej części wypowiedzi pana ministra Jezierskiego. 650 miliardów m³ potencjalnych złóż gazu. Oczywiście, dziś nie ma problemów technicznych, dziś są kwestie natury finansowej. Technicznie można sięgnąć na poziom 5–7 tysięcy m, ale to kosztuje. Czy stać nas na to, żeby sięgnąć na ten poziom? Jeśli tak, to kto poczuwa się do roli ojca sukcesu? Które z ministerstw? Są tutaj reprezentowane dwa – skarbu i gospodarki. Czy będziemy chcieli sprzedawać...

(Głos z sali: Trzy. Również Ministerstwo Środowiska.)

I środowiska, przepraszam. Czy będziemy chcieli sprzedawać koncesje na wiercenia na taką głębokość, aby to ktoś wyłożył te pieniądze i sprawdził, czy tam jest gaz, czy tam

jest ropa? To są pytania, na które powinniśmy sobie odpowiedzieć. Bez tego będzie to pogadanka. Myślę, że tak znaczne grono gości zasługuje na to, by poważnie potraktować ten temat. Prosiłbym jeszcze o wypowiedzi w kontekście moich wątpliwości. Dziękuję bardzo.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzciniński:

Dziękuję.

Czy ktoś z zaproszonych gości chce zabrać głos?

Bardzo proszę, Pani Minister.

**Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki
Joanna Strzelec-Łobodzińska:**

Właśnie zostały sfinalizowane prace, skończyły się już dyskusje międzyresortowe i środowiskowe nad dokumentem „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Ze zrozumiałych względów dokument jest na pewnym poziomie ogólności, niemniej, w odróżnieniu od dotychczas obowiązującego dokumentu, który był tylko takim politycznym opisem, ten definiuje określone cele i sposoby ich realizacji. Dokładnie to, co tutaj padło. Sformułowano cel zwiększenia wydobycia krajowego, tak ropy naftowej, jak i gazu, preferencji dla prac poszukiwawczych obu tych surowców, i to się wpisuje w generalną koncepcję dywersyfikacji kierunków dostaw tych nośników. Myślę, że kiedy ten dokument zostanie już przyjęty przez Radę Ministrów, będziemy go realizować jako obowiązującą politykę. Podejmujemy się zaprezentowania tutaj wszystkich kierunków i środków realizacji kierunków tej polityki. Bardzo chętnie też i na forum tej komisji. A więc to nie jest tak, że polityka abstrahuje od tych ważnych tematów.

Kwestia zaangażowania finansowego. Polityka to jest kwestia legislacji przyjaznej dla określonych w tej polityce kierunków, dozwolonego wsparcia – choć ograniczonego, ponieważ działamy w strukturach unijnych i pewne preferencyjne wsparcie naszych firm musiały być notyfikowane jako pomoc publiczna. A więc wszędzie musimy się obracać w granicach legalnych.

Tak jak podkreślił tutaj pan prezes, PGNiG jest spółką giełdową. Jeśli tylko biznesplany wskazują na opłacalność określonych przedsięwzięć, to – myślę, że drugi pan minister, jako właściciel PGNiG, to potwierdzi – znajdują one pełne poparcie na etapie planów inwestycyjnych. Mówiliśmy już o tym w mediach, że jeśli chodzi o gaz ziemny, chcielibyśmy, aby nie zmniejszać, a wręcz zwiększyć udział gazu wydobywanego w Polsce. Po pierwsze, ze względu na kwestię ceny, o czym mówił pan dyrektor, po drugie, ze względu na bezpieczeństwo energetyczne.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzciniński:

Dziękuję bardzo pani minister.

Bardzo proszę, Panie Ministrze.

**Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Środowiska
Henryk Jeziński:**

Było pytanie odnośnie do polityki. Ja tę politykę z jednej strony rozumiem jako dokument, który właśnie przygotowuje minister gospodarki – „Polityka energetyczna Polski

do 2030 roku”, a z drugiej strony jako spojrzenie, jak to ma być z gazem ziemnym, kto ma za to płacić. Proszę państwa, przed 1989 r. płaciło za to państwo. Teraz mamy zupełnie inny system. Wprowadziliśmy system koncesjonowania. Obowiązek państwa to tylko wstępne rozpoznanie geologiczne – i na to są pieniądze, i to jest realizowane. A koszty bardzo ryzykownych prac poszukiwawczych przejmują na siebie firmy, zarówno firma giełdowa PGNiG, jak i firmy zagraniczne. Tak że tutaj jest jasne nastawienie. Poszukiwanie i eksploatacja gazu w Polsce to ma być komercyjny biznes. I, tak jak powiedziała pani minister, my robimy wszystko, żeby ten gaz w Polsce promować, żeby były przyjazne dla przedsiębiorców regulacje prawne. Ale finansowanie nie powinno być – i tak zresztą jest od 1989 r. – przerzucone na państwo. Państwo dysponuje tym złożem, daje komuś najpierw prawo do podjęcia ryzyka, a później do czerpania korzyści, zarówno dla siebie, jak i później dla państwa. Pamiętajmy o tym, że firma, która eksploatuje gaz, płaci później cały szereg opłat – od opłaty eksploatacyjnej po podatki, daje zatrudnienie ludziom, no i wreszcie też poprawia bilans energetyczny kraju.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję bardzo.

Proszę, pan prezes Szubski.

(Głos z sali: Jeszcze pan minister Żuk.)

Pan minister Żuk też, tak?

Bardzo proszę.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa Krzysztof Żuk:

W uzupełnieniu do wypowiedzi pana przewodniczącego chcę powiedzieć, że niezwykle ważna dla potwierdzenia tej tezy, którą pan sformułował, jest konsekwentna polityka na przestrzeni wielu, wielu lat. A tutaj doświadczamy właśnie takiej niekonsekwencji w myśleniu i działaniu. Jeśli bowiem dzisiaj PGNiG zamierza ponosić i ponosi nakłady na poszukiwania i wydobywanie, to do momentu rozpoczęcia eksploatacji upłynie kilka lat. Jeśli weźmiemy pod uwagę zaniedbania, które miały miejsce wcześniej, czyli nieprzykładanie należytej wagi do identyfikowania i wydobywania gazu ze źródeł krajowych, przynosi to dzisiaj taki skutek, że PGNiG, które ma w swojej strategii jako jeden z priorytetów zwiększenie wysiłku finansowego na poszukiwanie wydobywania, nie może dzisiaj zagwarantować, że w szybkim czasie zwiększą się zasoby gazu ze źródeł krajowych. O tym pan prezes Szubski tutaj wspominał, że tak naprawdę ten wysiłek finansowy spółki w granicach jej możliwości, kreowanej przez rynek, pozwala utrzymać obecny poziom wydobywania.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo dziękuję, Panie Ministrze.

Zapraszam pana prezesa.

**Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:**

Króciutko jeszcze, odniosę się do wypowiedzi pana senatora. Przede wszystkim, jeżeli chodzi o wielkość zasobów potencjalnych, to myślę, że powinniśmy kłaść duży

nacisk na słowo: „potencjalny”. Szacowanie tych zasobów następowało bowiem metodą porównawczą. Nie chcę wchodzić w szczegóły, jest to rzeczywiście pewna prognoza. Jej sprawdzalność następuje dopiero wtedy, kiedy tak naprawdę te zasoby zostaną rozwiercone, udokumentowane. Liczba 650 miliardów m³ obiegła Polskę i wywołała elektryzujące wręcz emocje, a wydaje mi się, że powinniśmy naprawdę patrzeć na słowo: „potencjalnie”, a nie na tę liczbę. I to jest pierwsze spostrzeżenie.

Z podobnym mechanizmem mamy do czynienia, jeżeli chodzi o popyt na gaz ziemny w Polsce, o czym mówił pan dyrektor Kaliski. Niemcy mają bardzo uproszczoną metodę szacowania pojemności rynku gazu – miliard metrów na milion mieszkańców. Czyli patrząc z tej perspektywy na zużycie w Polsce, można policzyć, że powinniśmy zużywać 40 miliardów m³, a zużywamy 14. Reszta to jest potencjalny rynek, który może się pojawić, a może się też nie pojawić. Ale to jest też jednocześnie nadzieja dla PGNiG, dla innych firm gazowniczych, że rynek gazu w Polsce może się rozwijać.

Co jest tutaj istotną barierą rozwojową, również w zakresie poszukiwań? Na co warto zwrócić uwagę? To jest, proszę państwa, cena gazu. Pokazywaliśmy wyniki za czwarty kwartał ubiegłego roku, pokazywaliśmy wyniki za pierwszy kwartał tego roku. W każdym z tych kwartałów wpompowaliśmy w gospodarkę narodową 1 miliard zł. Nasze niezrealizowane przychody to niższe koszty naszych klientów, ale jednocześnie fizyczna strata w pieniądzu, jaką ponieśliśmy w tych dwóch miesiącach, jeżeli chodzi o niezrealizowane przychody. Chcę, żeby państwo dobrze mnie zrozumieli. To nie jest kwestia tego, że gaz powinien być droższy. W ogóle energia w Polsce pewnie powinna być droższa, ale to jest politycznie bardzo trudne zagadnienie. Powinna być znacznie szybsza reakcja na zmianę ceny, zarówno jeżeli chodzi o podwyżki, jak i o obniżki. Tak mniej więcej zachowuje się zderegulowany rynek benzyny na stacji benzynowej, gdzie każdego dnia są inne ceny. Tak samo powinien funkcjonować rynek gazu ziemnego, gdzie odpowiedź regulatora na potrzebę podwyżki, w związku ze zmianami cen ropy na świecie, ze zmianami kursów dolara, powinna być natychmiastowa. Podobnie jest z inicjatywą obniżki z naszej strony, w związku ze zmianą tychże parametrów na korzyść naszego klienta. Ten brak elastyczności i szybkości zmian cen powoduje, że firma w niektórych okresach ponosi duże straty, powiedziałbym, niewspółmiernie. Te 2 miliardy zł, których nie zapłaciły takie sektory, jak chemia, przemysł szklarski, hutnictwo, nie będą już na przykład reinwestowane w poszukiwania w Polsce. Sfinansowaliśmy trochę naszych klientów, ale miejmy świadomość, że w pewnej perspektywie nie reinwestujemy już tych 2 miliardów zł na przykład w poszukiwania w Polsce. Tak że elastyczność cen w Polsce jest na pewno tematem do szerszej dyskusji, bo nie jesteśmy w stanie angażować środków finansowych w nakłady poszukiwawcze bez gwarancji jakiegokolwiek zwrotu zaangażowanego kapitału, prawda? Nie jesteśmy instytucją charytatywną. Czy to dużo, czy to mało – te 650 milionów zł? Tak jak powiedział pan minister Żuk – to jest tyle, na ile nas w tej chwili stać. Każde zasoby, które będą dokumentowane, zawsze będą tańsze od gazu importowanego, ale nie mogą być też sprzedawane przez firmę bez marży czy ze stratą na zasadzie działalności charytatywnej. W dzisiejszym komercyjnym świecie jest to po prostu niemożliwe. Wrażliwość cen na zmianę parametrów cenowych... Powinna być znacznie większa elastyczność niż jest dzisiaj. My nie apelujemy o wzrost ceny, taki liniowy, który by drenował kieszeń klientów, tylko o to, żeby gaz drożał i taniał, tak jak wskazuje to rynek, tak jak to się dzieje zresztą u naszych zachodnich sąsiadów.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję bardzo.

Bardzo proszę, pan senator Stanisław Jurcewicz.

Senator Stanisław Jurcewicz:

Dziękuję bardzo.

Pani Minister! Panowie Ministrowie!

Cieszę się, że pan prezes wprowadził nas w tematykę, od której właśnie chciałbym zacząć, podając pewien przykład. W prasie pisano – nie wiem czy prawdę – że cena gazu się zmniejszyła. Ministerstwo Gospodarki było uprzejmie odpisać na moje oświadczenie, w którym zapytałem, dlaczego klient nie odczuwa potaniaenia gazu. Mówiąc lakonicznie, była to bardzo ciekawa lektura. Nie chcę wnikać w szczegóły, powiem tylko o generalnym odczuciu – o czym już zresztą pan mówił. Otóż ta elastyczność, to reagowanie na zmiany trwa bardzo długo i chyba jako klienci nie odczuwamy tej elastyczności. To jest jedna z przyczyn. I tu chcę zapytać pana o przyczyny, jak to pan elegancko nazwał, braku wrażliwości, elastyczności w reagowaniu na ceny. Jakie są przyczyny? Skoro rynek paliw może reagować elastycznie i szybko... I tutaj w mojej ocenie nie traci się klienta, wręcz się go zatrzymuje w trudnej sytuacji, a może nawet pozyskuje. I w tym kontekście mam cały blok pytań.

Kwestia cen gazu zaazotowanego i przyczyn braku zainteresowania sprzedażą tego gazu. Była tu mowa o tym, że klienci się tym gazem nie interesują. Jaki jest powód braku zainteresowania? Myślę, że rzutuje to i na cenę, i, pewnie w sposób pośredni, na zużycie gazu w przeliczeniu na jednego mieszkańca – mówiliśmy, że mamy jedną z najniższych średnich w Europie. I to byłby blok pytań klienckich, że tak powiem.

Teraz dwa pytania dotyczące PGNiG, tak mi się przynajmniej wydaje. Prosiłbym o podanie trzech przyczyn barier rozwojowych. Proszę też uwzględnić, jeżeli to jest możliwe, nakłady nietrafione, w skali ostatniego roku, a nawet ostatnich dwóch, trzech lat, w stosunku do całości przychodów firmy. Przecież to jest obarczone ryzykiem, a w konsekwencji przekłada się to na klienta, czy nam się to podoba czy nie. Jaki okres średnio upływa od momentu rozpoczęcia prac poszukiwawczych do wydobycia pierwszego metra sześciennego? Z różnych powodów interesowałaby mnie odpowiedź na to pytanie.

I jeszcze pytanie do przedstawicieli rządu. Jakie koszty zostały poniesione w 2008r.? Jakie koszty są planowane na 2009 r. w związku z szacowaną wielkością źródeł, 650 miliardów m³?

Może jeszcze jedno pytanie do pana prezesa. Jaka jest sprawdzalność tych prognoz? Mnie to ciekawi, bo z tego materiału, który państwo zaprezentowaliście, widać, że to jest przygotowane kosztem państwa.

I ostatnia kwestia dotycząca też w jakimś stopniu rządu. Pan przewodniczący Woźniak rozpoczął to pytanie. Ja może je doprecyzuję, zawęzę. Jaka jest strategia rozwoju do 2014 r.? Polityka to jest jedna sprawa. Ona powinna się przekładać na konkretne dokumenty. Ja pytam o konkretną strategię. Myślę, że ona w jakiś sposób jest związana też z PGNiG jako firmą. Prawda? Jaki w związku z tym planuje się w 2014 r. udział krajowych źródeł gazu w szacowanym zużyciu, w całości? Oczywiście, myślę, że to dotyczy i innych firm, choć obecna sytuacja gospodarcza może wprowadzać pewne zaburzenia. O ile to możliwe, prosiłbym o odpowiedź. Dziękuję bardzo.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo proszę, Panie Prezesie.

**Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:**

Szanowni Państwo, może zacznę od tego ogólnego pytania, dotyczącego cen. Przede wszystkim rynek benzyn jest rynkiem zderegulowanym. O tym, jakie są ceny na poszczególnych stacjach, decydują prawa podaży i popytu. Zresztą, powiedziałbym, ta deregulacja jest trochę pozorna, bo zachodni operatorzy stacji benzynowych tak naprawdę większość paliw kupują w polskich rafineriach, sprowadzając tylko niektóre najbardziej wysublimowane produkty rzeczywiście z zagranicy. Przyjmuje się jednak, że jest to rynek wielu dostawców, a w związku z tym jest to rynek zderegulowany. Rządzą nim prawa podaży i popytu, cen ropy na świecie i kursów walut wymiennalnych.

Naszym rynkiem rządzą te same prawa, czyli kursy ropy na świecie i dolara, tyle tylko, że cenotwórstwo jest realizowane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w oparciu o prawo energetyczne. Innymi słowy to nie jest wolna gra sił rynkowych, tylko aplikacja. Zgodnie z ustawą, przedsiębiorstwo energetyczne może cztery razy w roku, przy spełnieniu określonych warunków, zwrócić się do regulatora o zmianę taryfy. Regulator wniosek rozpatruje. Co prawda z formalnego punktu widzenia nie istnieje coś takiego, jak negocjacje z regulatorem, bo nie przewiduje tego ustawa. Taka prosta procedura to jest wniosek, następnie decyzja regulatora zatwierdzająca bądź odrzucająca. To jest praktyka, która się ukształtowała na przestrzeni lat, bo życie nie zna próżni. Odmowa zatwierdzenia taryfy pociąga za sobą bardzo daleko idące skutki, oznacza bowiem konieczność zaprzestania prowadzenia działalności koncesjonowanej. Prawo energetyczne mówi, że przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi swoją działalność opartą na zatwierdzonej taryfie. Innymi słowy, jeśli taryfa nie jest zatwierdzona, to oznacza to, że przedsiębiorstwo nie może prowadzić działalności koncesjonowanej. W związku z tym, ponieważ jest to pewna luka w prawie, a życie nie zna próżni, powstała pewna praktyka polegająca na tym, że prezes Urzędu Regulacji Energetyki w odpowiedzi na wniosek taryfowy wysyła tak zwane wezwanie. W wezwaniu określa, jakie stawki kosztów, kursów dolara itd. uznaje za akceptowalne. Przedsiębiorstwo może się do wezwania dostosować bądź do wezwania się nie dostosować i z nim polemizować. W skrajnych przypadkach, czyli wtedy, kiedy staramy się o podwyżkę, bo rosną na przykład kursy dolara w stosunku do złotego albo – tak jak w ciągu ostatnich dwóch lat – gwałtownie rosła cena ropy na świecie, dochodząc do 140 dolarów za baryłkę, negocjacje mogą trwać do sześciu miesięcy. W tym czasie my ponosimy straty, tak? Kupujemy bowiem surowiec znacznie drożej niż sprzedajemy. Ten rozróż w czwartym kwartale ubiegłego roku był bardzo duży, ponieważ 1000 m³ sprzedawaliśmy po mniej więcej 1800 zł, a kupowaliśmy po 2200 zł. W związku z tym łatwo policzyć, że na każdym 1000 m³ notowaliśmy w przypadku importowanego gazu gigantyczną stratę. Siłą rzeczy w momencie, gdy warunki cenowe zaczęły się zmieniać – byliśmy bowiem przez pewien czas w trendzie spadającym cen ropy naftowej, do 40 dolarów – nasza chęć do obniżki oczywiście znacznie się zmniejszyła, zwłaszcza że tak długo nie była możliwa podwyżka.

Rynek niemiecki zachował się następująco. Podwyżki w 2008 r. były rzędu 42–43%. Można powiedzieć, wręcz szokujące. Ale jednocześnie obniżki, które nastąpiły

w pierwszym kwartale tego roku, były zbliżone do tej wartości. Zaczęły się, powiedzmy, od poziomu 15%, potem zeszły do 27% i doszły do 40%. Czyli rynek zareagował elastycznie. W momencie, w którym cena ropy rosła, rosła cena sprzedaży dla klientów, spadała wtedy, kiedy zaczęła spadać cena importu.

Z uwagi na specyficzny sposób kształtowania ceny w Polsce ponosiliśmy straty w czwartym kwartale i w pierwszym kwartale. Jako przedsiębiorstwo musimy jednak w rachunku całego roku wyjść na takie wyniki, które będą satysfakcjonujące dla naszych akcjonariuszy. Nasza chęć, że tak powiem, obniżki ceny jest znacznie mniejsza i w związku z tym ostatnia taryfa, która była zatwierdzona... Pan mówił, że klient tego nie odczuwa, bo to było 3%. Na całym rachunku klient dostał obniżkę 3%. Obniżyliśmy ze swojej marży ponad 10%, ale gdzieś po drodze jest jeszcze operator systemu przesyłowego, po drodze są operatorzy systemów dystrybucyjnych. Finalnie na całym rachunku klient dostał chyba 3,2% obniżki. Czy to jest mało, czy dużo? Być może mało, ale też pamiętajmy o tym...

(Wypowiedź poza mikrofonem)

Ale, Panie Senatorze, niech pan pamięta o tym, że przez sześć miesięcy nie dostał podwyżki, którą powinien dostać, jeżeli miało to być w pełnym rachunku ekonomicznym. Na przykład koledzy z zakładów azotowych czy w ogóle z ciężkiej chemii bardzo lubią podkreślać, że płacą teraz więcej, ale nie patrzą na te 400 milionów zł w każdym kwartale, które dostali od nas w prezencie w czwartym kwartale ubiegłego roku i w pierwszym tego roku. Bo to jest to, czego nie zapłacili. Mówią, że teraz płacą za dużo, bo Europa płaci mniej. Europa płaci mniej, ale Europa płaciła drastycznie więcej w poprzednich okresach. Albo więc chcemy utrzymywać rynek mało elastyczny, który ma niewiele wspólnego z ekonomią – i wtedy rzeczywiście będziemy dyskutować, kto w którym momencie do tego łańcucha wartości dopłaca – albo przejdziemy na znacznie większą elastyczność.

Trwają dyskusje – patrzę na przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki – na temat prawa energetycznego. My jako środowisko od dawna proponujemy, żeby gazownictwo było uregulowane osobno, bo są istotne różnice pomiędzy nami a sektorem energii elektrycznej i ciepła. Od dawna to postulujemy. Myślę, że Ministerstwo Gospodarki odpowiada na nasze apele pozytywnie, żeby nie było jedno prawo energetyczne wspólne dla wszystkich, tylko żeby było prawo naftowo-gazowe – tak, jak w niektórych krajach w Europie – które by określało specyficzne funkcjonowanie rynku gazu. Niestety, jesteśmy trochę różnymi rynkami. Mimo że na pozór bardzo podobnymi i jest wiele zbieżności, to jednocześnie jest wiele różnic, które powodują, że cenotwórstwo powinno być inaczej kształtowane w energii elektrycznej, inaczej w gazie ziemnym. Wydaje mi się, że to przede wszystkim powinno zmierzać do uelastycznienia. Proszę mi wierzyć, nie zależy nam na tym, żeby drenować kieszeń klientów i żeby cena gazu rosła liniowo. Nam naprawdę zależy tylko na tym, żeby była zachowana elastyczność i parytet pomiędzy podwyżkami a obniżkami gazu wtedy, kiedy zachodzą warunki obiektywne. Kursy ropy w Rotterdamie czy kursy ropy Ural są publikowane w dowolnym medium, łącznie z internetem. To wszystko jest naprawdę do sprawdzenia. To nie jest tak, że my to sobie wyczarujemy z sufitu i powiemy, że to jest taka cyfra. To są powszechnie dostępne informacje, tak jak kursy walutowe, ceny giełdowe ropy. Na tej bazie są budowane nasze formuły cenowe importowe i na tej podstawie budowana jest również opłacalność własnego wydobycia.

Jeżeli mówimy o barierach rozwojowych, to chyba przede wszystkim bariery legislacyjne, czyli cenotwórstwo. Bariery inwestycyjne. Ustawa o inwestycjach liniowych znana tutaj państwu z administracji rządowej. Przez wiele lat wszystkie środowiska – i PSE-Operator, i Telekomunikacja – proponują, żeby jednak zwiększyć możliwość prowadzenia dużych inwestycji liniowych, dużych inwestycji infrastrukturalnych w sposób troszkę bardziej elastyczny i szybki, jeżeli chodzi o dostęp do terenu, o możliwość uzyskiwania pozwoleń na budowę. Czyli prawo budowlane, ustawa o inwestycjach liniowych.

To są również kwestie środowiskowe, ale tu, rozumiem, że jest siła wyższa prawa Unii Europejskiej. Mamy tak ciekawe przypadki jak ten, że w ciągu roku wiertnia może pracować tylko przez trzy miesiące, bo tylko na trzy dostaliśmy zgodę, gdyż pozostałe okresy to są okresy lęgowe, to są okresy jakiegoś odchowu pisklaków itd. Okay, takie są po prostu realia prowadzenia działalności w obszarach „Natury 2000”. My się do tego dostosowujemy, ale też miejmy świadomość, że jest to pewna bariera rozwojowa. Tyle że najprawdopodobniej jest to bariera nienaruszalna. Myślę, że powinniśmy się po prostu pogodzić z tym, że wymogi „Natury 2000” są takie, a nie inne.

Słyszałem na Zachodzie dowcip, że kraje Europy Zachodniej wprowadziły „Naturę 2000” dopiero, jak u siebie już wszystko wybudowały. Być może to jest pewien element tego, że dla nas jako krajów rozwijających się „Natura 2000” stanowi znacznie większą barierę rozwojową niż dla krajów Europy Zachodniej, starej Piętnastki, które ten proces industrializacji mają już za sobą. W związku z tym nie mają tego typu problemów, że nie da się zbudować infrastruktury drogowej czy liniowej, czy zbudować kopalnie czy prowadzić wiercenia, z uwagi na wymogi środowiskowe. Uważam, że ochrona środowiska jest elementem tak wrażliwym, że tutaj nie traktujemy tego jako bariery, tylko jako element, z którym musimy się liczyć i nauczyć funkcjonować. Staramy się być firmą, nazwijmy to, proekologiczną, bo gaz jest takim produktem proekologicznym. Jeżeli już wskazujemy na utrudnienia prowadzenia działalności, to na pewno też jest to istotne.

Myślę, że przede wszystkim chyba kwestie legislacyjne powinny być poddane szerszej dyskusji.

(Wypowiedź poza mikrofonem)

650 milionów zł rocznie na poszukiwania. Mniej więcej drugie tyle, czy troszkę ponad drugie tyle, na zagospodarowanie nowych złóż. Wydaje mi się, że to są naprawdę duże pieniądze. Ponad 1 miliard zł łącznie na poszukiwania i na wydobywanie. Czy mogłoby być więcej? Nie sądzę, żeby była prosta liniowa zależność pomiędzy ilością wydanych pieniędzy a wydobywaniami. To byłoby zbyt proste, żeby taka prosta liniowa zależność była możliwa. Myślę, że wiele kryje się w sferze intelektualnej. Myślę, że po prostu polska geologia powinna przeprowadzić wewnętrzną szeroką dyskusję na temat pewnej polityki poszukiwawczej na następne lata. My w naszej firmie taką dyskusję prowadzimy. Myślę, że po prostu powinniśmy stać się uczestnikiem szerszej dyskusji środowiskowej, w gronie polskich geologów. Dyskutując z różnymi grupami geologów, mówię: pieniądze się zawsze znajdują, jeżeli ktoś mnie przekona, że warto je wydać.

Pytał pan o skuteczność. Skuteczność mamy mniej więcej na poziomie 65%. Ale też zdarzają się okresy, kiedy nietrafione odwiertnia są na poziomie 60%. Średnio statystycznie na przestrzeni lat, możemy powiedzieć, że to jest 40% nietrafionych odwiertni na 60% trafionych. Tylko pamiętajmy, co oznacza pojęcie „trafiony”. Trafiony odwiertnie

zawsze oznacza zasoby, których wydobycie jest ekonomicznie efektywne. Odwiert trafiony to jest taki, do którego był przyływ ropy lub gazu. Czy złoża jest wystarczająco duże, żeby było ekonomicznie opłacalne do zagospodarowania, czy nie, to jest kolejna kwestia, która podlega ocenie. Niektóre zasoby, na przykład Kościan, trafiają szybko do zagospodarowania. Niektóre zasoby nie są zagospodarowane z uwagi na to, że koszt wydobycia zasobów z tego złoża i jego wielkość nie są takie, żeby opłacało się inwestować w infrastrukturę. Niemniej ta relacja jest 40:60, 40% nietrafionych, 60% trafionych.

Pytał pan o czas, który upływa od momentu udokumentowania czy odkrycia złoża do momentu aktywizacji zasobów. To jest mniej więcej osiem lat. Osiem do dziesięciu lat. To jest światowa norma. Procesy technologiczne po prostu tyle trwają, wiercenie...

(Głos z sali: Procedury.)

Procedury. Wydłużenie tego okresu jest najczęściej związane z problemami natury, nazwijmy to, legislacyjnej, środowiskowej. Uzgodnienia własnościowe i przejścia przez grunty. Taka kopalnia na południu Polski – Zalesie...

(Głos z sali: W przypadku kopalni Melgiew – to jest okolica Lublina – trzeba było przejść tysiąc działek. Czy kopalnia Zalesie koło Rzeszowa – przykład negatywny – gdzie, niestety, piętnaście lat...)

Podłączano kopalnię do systemu.

(Głos z sali: To są kopalnie położone na terenie miasta. Przemysł – największe polskie złoża. To są problemy typowo ludzkie, własnościowe, prawne itd.)

To tyle z naszej strony.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo dziękuję.

Czy ktoś z panów senatorów ma jeszcze pytania?

Ja mam pytanie do pana prezesa. Wspomniał pan o bardzo dużej różnicy, jaka dzieli Polskę i Niemcy, jeśli chodzi o zużycie gazu. Czy z tego wynika, że ten poziom, który wyznaczają na przykład Niemcy, jest optymalny również dla Polski, czy też nie? Wydaje się, że specyfika, jeśli chodzi o zasoby źródeł energii, każdego kraju jest inna. Bardzo proszę pana o stanowisko i proszę, jeśli jest jednak ten poziom inny, o zdefiniowanie, określenie, na jakim poziomie powinno być zużycie w Polsce tak, żeby osiągnąć pewną optymalną sytuację dla kraju. Dziękuję.

Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Michał Szubski:

Panie Przewodniczący, to jest niesłychanie trudne pytanie, dlatego że jest ono przede wszystkim niesłychanie polityczne. To, o czym mówił pan dyrektor Kaliski, że Polska rzeczywiście zużywa znacząco mniej gazu ziemnego niż pozostałe kraje Unii Europejskiej... Ten przelicznik, którego używają Niemcy, jest oczywiście przelicznikiem szacunkowym, określa pewien potencjał hipotetyczny danego państwa, jeżeli chodzi o zapotrzebowanie na gaz ziemny. On ma tę wielką zaletę, że jest bardzo prosty. Miliard na milion. To jest bardzo obrazowe i łatwe do zapamiętania. Ale pamiętajmy też, że każdy kraj ma trochę inny bilans tak zwanej energii pierwotnej, czyli pierwotnych nośników energii. W tym bilansie w Polsce bardzo dużą rolę odgrywa po prostu węgiel kamienny i brunatny. W 1993 r., kiedy trafiły do Polski pierwsze środki

różnego typu – pomocowe, kredytowe, PGNiG było beneficjentem bardzo dużego kredytu Banku Światowego, który pozwolił nam na wykonanie ogromnego skoku technologicznego. Dzięki temu właściwie firma wygląda dzisiaj tak, jak wygląda. Kiedy ten kredyt był nam udzielany Bank Światowy, ówczesny rząd polski złożył dwie deklaracje. Pierwsza była taka, że będziemy dążyć do cen ekwiwalentnych gazu ziemnego na rynku, a nie socjalnych. Druga była taka, że udział gazu w bilansie planów pierwotnych będzie rósł z uwagi na zmianę w polskiej elektroenergetyce, dążenie do budowania elektrowni gazowych jako bardziej elastycznych, również ekologicznie lepiej się zachowujących, ale i produkujących finalnie tańszą energię. Może pytanie, jak kolejne rządy wywiązały się z tych dwóch deklaracji, potraktuję jako pytanie retoryczne. Nie mnie to, oczywiście, oceniać. Ale myślę, że to jest clou problemu. Jeżeli istotnym czynnikiem energetycznym jest węgiel, to siłą rzeczy pole dla gazu ziemnego jest mniejsze. Żeby było jasne, my nie postrzegamy siebie jako konkurenta węgla. Węgłem Polska stała, stoi i stać będzie. Dyskusja z sektorem węglowym opiera się na relacjach: węgiel jest dobry, bo polski gaz jest niedobry, bo importowany. W takich kategoriach trudno w ogóle na ten temat nawet dyskutować. Myślę więc, Panie Przewodniczący, że nie ma czegoś takiego, jak powinno być i jaki bilans powinien być optymalny.

My będziemy, oczywiście, dążyć do wzrostu sprzedaży. Mamy nadzieję, że przede wszystkim bariery środowiskowe, które nakładają duże restrykcje na sektor produkcji energii elektrycznej i ciepła z węgla kamiennego, spowodują, że efektywność przedsięwzięć gazowych będzie większa i dzięki temu uda nam się przełamać pewną barierę niechęci do budowania bloków gazowo-parowych czy turbin gazowych w energetyce. I takie rozmowy prowadzimy. Myślę, że to nie jest tajemnica. Można się o tym dowiedzieć z mediów. Rozmawiamy z Elektrownią „Stalowa Wola” o budowie bloku czterystamegawatowego. Na północy rozmawiamy z Lotosem i Energa o budowie bloku gazowo-parowego, ciepło trafiłoby do Lotosu na potrzeby technologiczne, energię Energa odebrałaby do swojej sieci. Czyli staramy się wspierać te inicjatywy i w strategii, którą prezentowaliśmy w zeszłym roku, oceniliśmy nasz cel – nazwijmy go biznesowym – na 18 miliardów m³ w 2015 r. Wydaje mi się, że jest to realne. Wydaje mi się, że generalnie polskie maksimum jest gdzieś w granicach 20–24 miliardów m³. Myślę, że nigdy gaz ziemny więcej w Polsce nie uzyska, bo nie wierzę, żeby w jakiegokolwiek przewidywanej perspektywie ktoś zrezygnował z węgla brunatnego czy kamiennego.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzciniński:

Dziękuję bardzo.

Co nie znaczy, że nie byłoby dobrze, żeby zasoby gazu były ogromne...

(Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Michał Szubski: To jest kwestia bezdyskusyjna.)

Nigdy za dużo.

Powoli będziemy kończyć.

Bardzo proszę, jeszcze pan senator Jurcewicz.

Senator Stanisław Jurcewicz:

Panie Przewodniczący, przepraszam, ale nie uzyskałem odpowiedzi. Może sprecyzuję szybciej pytanie, które zadałem. Widzę, że odpowiedzi od pana ministra,

głównego geologa kraju, już nie uzyskam, nie będę więc powtarzał. Prosiłem o podanie kosztów wstępnego rozeznania, jakie zostały poniesione, w relacji do skuteczności źródeł. Ale, trudno, postaram się zadać to pytanie przy najbliższej okazji.

I jeszcze dwa króciutkie pytania. Prosiłem o odpowiedź, jaki będzie udział naszych źródeł gazowych według pewnej strategii czy polityki w 2014 r. Pana prezesa prosiłbym o podanie kwoty inwestycji nietrafionych w sensie finansowym. Dziękuję bardzo.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki
Joanna Strzelec-Łobodzińska:

Krótką odpowiedź na to pytanie. W bilansie energii elektrycznej, który stanowi załącznik do polityki 2030, w tym wymiarze czasowym, o którym pan mówi, ten udział jest mniej więcej bez zmian.

(Wiceprezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa do spraw Górnictwa Waldemar Wójcik: To jest gdzieś 200–250 milionów zł.)

(Wypowiedź poza mikrofonem)

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo proszę o wypowiedź do mikrofonu.

Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:

Mówię, że dzisiaj nietrafione odwierty wnoszą pewną wiedzę na przyszłość i musi być przekroczona pewna masa krytyczna, to co mówimy o czerwonym spągowcu, tych 650 miliardów m³ gazu. Być może poniesione nakłady, dzisiaj uznane za nietrafione, będą w przyszłości tym wkładem w pozyskaniu...

(Głos z sali: W rozwój wiedzy.)

Tak jest.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję.

Jeszcze proszę pana senatora Tadeusza Gruszkę.

Senator Tadeusz Gruszka:

Dziękuję bardzo, Panie Przewodniczący.

Nawiązał pan przed chwileczką do kwestii, która mnie nurtuje. Chodzi o tę potencjalną wielkość, jak to pan prezes nazwał, 650 miliardów m³. Jeżeli wiele różnych środowisk mówi, że te złoża są w jakiś sposób stwierdzone naukowo i trzeba jedynie je potwierdzić, to ja mam pytanie, jaką kwotę należy zainwestować oprócz tych 100 milionów zł, o których wspominał pan podczas prezentacji, na jeden taki odwiert, żeby zmienić naszą politykę. W długiej perspektywie czasowej na pewno bardziej opłaca się zainwestować w technologie wydobywcze u siebie, by ograniczyć ilość importowanego gazu z zagranicy, który i tak jest droższy. To po pierwsze. A po drugie,

czy prowadzone są jakieś inwestycje przez przedsiębiorstwo poza terenem Polski? I czy prawdą jest, że ostatni podpisany kontrakt na gaz z Kataru – być może ktoś z ministerstwa odpowie – jest o 40% droższy od tego, który w chwili obecnej sprowadzamy z innych państw? Dziękuję bardzo.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Pan prezes, bardzo proszę.

**Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
Michał Szubski:**

Chciałbym podjąć pewną polemikę ze sposobem formułowania myśli. To nie są zasoby potwierdzone przez naukę. To są zasoby oszacowane przez naukę metodą porównawczą, porównywania skał zbiornikowych, i oceny, że jeżeli w jednej skale były zasoby, to w innych takich skałach też powinny być. To jest czysto teoretyczny szacunek. To nie są zasoby potwierdzone naukowo. To po pierwsze.

Po drugie, Panie Senatorze, pan to ładnie ujął: wystarczy je tylko sprawdzić. To nie jest „tylko” sprawdzić, bo żeby to sprawdzić, potrzebne są setki milionów złotych inwestycji. To jest ogromne ryzyko biznesowe dla firmy. Bo ileś takich nietrafionych wierceń przekłada się przede wszystkim na kondycję finansową firmy i staje się elementem podważającym ideę poszukiwania w Polsce. Z tezą, że w Polsce warto poszukiwać, zgadzam się w całej rozciągłości. Uważamy – to już kilkakrotnie dzisiaj powiedziałem – że nakłady, które ponosimy na poszukiwania, są nakładami racjonalnymi. One są uzasadnione projektami, które zostały wykonane przez naszych geologów.

Może powiem, jak to wygląda z punktu widzenia organizacyjnego. Wszystkie nasze jednostki organizacyjne składają propozycje do planu poszukiwań na następny rok w pierwszej połowie roku. Mniej więcej w połowie roku odbywają się na temat projektów poszukiwawczych na następny rok cykle narad, ocen, dyskusji, dotyczące zarówno technicznego aspektu, jak i aspektu finansowego. Te poszukiwania mają bowiem pewien ranking – od zasobów, które byłyby najbardziej ekonomicznie opłacalne do eksploatacji, do takich, które mają bardziej cel, powiedzmy, geologiczno-poznawczy, których finansowanie może byłoby dla firmy niecelowe. Z tych kilku iteracji budowy planu powstaje plan poszukiwań, który na koniec roku jest akceptowany jako plan nakładów inwestycyjnych na poszukiwania. I od następnego roku, od stycznia, rozpoczyna się realizacja tego planu poprzez kolejne prace geofizyczne, czyli zdjęcia geofizyczne, które wykonują zakłady geofizyki, i wiercenia realizowane przez nasze spółki wiertnicze. W drugiej połowie każdego roku odbywa się podsumowanie tego, co zostało, że tak powiem, udokumentowane, jakie zasoby uznajemy za takie, które będziemy w najbliższym czasie zagospodarowywać. Jest to pewien cykl, w którym tak naprawdę pracuje się na następców. My korzystamy z potencjału wiedzy wypracowanego przez poprzedników. Nasi następcy będą korzystać z potencjału wiedzy, który my wypracowujemy w tej chwili. Tutaj kolega Stanisław Radecki mógłby państwu przedstawić dłuższy referat na temat klasyfikacji zasobów i ich teoretycznej sprawdzalności, od opracowań naukowych po odkrycie i zagospodarowanie złoża. Jak długa jest ta droga, jak wiele kategorii zasobów jest pomiędzy, które przybliżają nas do odkrycia.

Myszę, że może najprostszą odpowiedzią jest to, że żyjemy w wolnym kraju. To, co pokazywałem na tablicy koncesji poszukiwawczych – PGNiG jest naprawdę w mniejszości, jeżeli chodzi o poszukiwania. Każdy w tym kraju może wiercić. Każdy w tym kraju może dostać koncesję, zaangażować swoje pieniądze, każda firma ze świata, każda firma polska. Nie ma żadnych barier, które uniemożliwiałyby rozwój poszukiwań w Polsce. Nie można natomiast oczekiwać, że PGNiG będzie inwestować ponad swoje finansowe siły tylko w kategoriach, powiedziałbym, pozyskiwania wiedzy teoretycznej dla całego kraju.

I kwestia zagraniczna... Rzeczywiście, prowadzimy prace poszukiwawcze za granicą. Przede wszystkim w dwóch obszarach. Szelf norweski, Morze Norweskie, to jest jeden obszar, w którym jesteśmy zaangażowani w kilku obszarach koncesyjnych. Drugi obszar to północna Afryka, czyli Libia, Egipt. Patrzymy jeszcze w kierunku Algierii i Maroka. Właściwie na tych dwóch obszarach chcemy się skupić. Pozostały rynek obserwujemy z zainteresowaniem, ale bez zaangażowania w takie projekty.

No i może ostatnie spekulacje na temat ceny gazu. Niestety, nie bardzo mogę wchodzić w szczegóły. Jak rozumiem, patrząc na obecność prasy, dzisiejsze posiadzenie jest jawne. Niestety, nie mogę wejść w szczegóły kontraktu, który jest objęty klauzulą niejawności. Nie jest, oczywiście, prawdą, że gaz jest obiektywnie droższy. Ma przede wszystkim zupełnie inną formułę cenową, składa się z innych elementów i z innych okresów te ceny będą brane. Gdy robiliśmy takie krzywe cenowe, dokonując pewnej ekstrapolacji na przyszłość, będą okresy, kiedy gaz sieciowy będzie tańszy, a droższy będzie gaz transportowany LNG, i będą okresy, kiedy tańszy będzie gaz LNG, a droższy gaz sieciowy. Po prostu są to dwie różne formuły cenowe. Te krzywe wielokrotnie się przecinają. Nie ma takiej prostej odpowiedzi, który z tych gazów jest obiektywnie tańszy, a który obiektywnie droższy. Na pewno jest faktem, i trzeba o tym pamiętać, że gaz skroplony wymaga pewnego wkładu energii, przede wszystkim w proces skraplania, w koszt transportu i w proces regazyfikacji. Jest to oczywisty element, który jest składową kosztów. Ale trzeba też pamiętać, że w przypadku gazu sieciowego to nie jest tylko tak, że się odkręca kurek i gaz płynie, tylko to jest energia wydatkowana na tłoczenie tego gazu sieciami. To jest mniej więcej porównywalna energia do takiej, która jest zużyta na proces upłynnienia gazu. Jest koszt budowy infrastruktury sieciowej, koszt transportu tą infrastrukturą sieciową – to, o czym wcześniej rozmawialiśmy – czyli opłaty ponoszone na rzecz przedsiębiorstw przesyłowych, na rzecz przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Tak że te dwa rachunki są dość skomplikowane. Te ceny będą się przenikały wielokrotnie. Mówimy o dwudziestoletnich okresach obowiązywania kontraktów. Nie ma prostej odpowiedzi, który jest tańszy, który jest droższy. W niektórych okresach jeden, w niektórych okresach drugi.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Panie Prezesie, zrozumiałem to trochę tak, że dostarczenie wody wodociągiem powinno kosztować z grubsza tyle, co dostarczenie jej wiaderkami. Chodzi mi o ten moment wypowiedzi, gdy pan wspominał o porównywalnych kosztach. Ale ja, oczywiście, zdaję sobie sprawę, że upraszczam...

(Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Michał Szubski: Ale w przypadku energii wiaderko...)

Bardzo proszę, pan senator Antoni Motyczka.

Senator Antoni Motyczka:

Chciałbym się odnieść do rybnickiego okręgu przemysłowego, tam, gdzie gazu mamy pod dostatkiem, poza nasunięciem michałkowicko-orłowskim, a więc w części zachodniej, nie wschodniej. Licencję, którą kiedyś dostał McKenzie na poszukiwanie gazu, dostał akurat w części wschodniej, nie rybnickiego okręgu przemysłowego, a w ogóle niecki eksploatacyjnej Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Była to licencja wydana specjalnie po to, żeby złoża nie znaleziono, bo akurat w złożach, gdzie rozwiercono – na Woli, na Silesii i na wielu innych jeszcze obszarach – nigdy gazu nie było i nigdy go nie będzie. Zresztą świadczy o tym między innymi kopalnia Silesia, która jest niegazową kopalnią.

W tej chwili prowadzimy w naszym zagłębiu, czyli w rybnickim okręgu przemysłowym, eksploatację węgla. Mamy taki szyb w kopalni „1 Maja”, który dziennie uwalnia 180 tysięcy m³ metanu do atmosfery. To jest jeden szyb. Ale mamy ich jeszcze kilkanaście, bo to jest cały rybnicki okręg przemysłowy. I wiemy, że kiedyś wulkaniczne zaszłości spowodowały, że metanu w tym rejonie jest bardzo dużo. I, proszę państwa, mam następujące pytanie: co zrobimy, żeby ten metan można było zagospodarować?

Pytanie drugie. Pięćdziesiąt dwa otwory badawcze o średnicy 300–400 mm, zgłębiane do głębokości 1200 m, w tak zwanym Polu Markłowickim mają zasobność od 4 m³ wydajności na dobę do 40 m³, a nawet więcej. Wiercił te otwory nieżyjący już pan inżynier Mendrygał. To był inżynier wentylacji w kopalni Marcel. Już wówczas te otwory zinwentaryzowano. Dostali prikaz, że muszą te otwory zasypać, czyli zniszczyć. Dziś z takiego jednego otworu będzie korzystał wójt gminy Markłowice. Są tacy, którzy się śmieją, że będzie to wyspa szczęścia, którą będzie ogrzewał pomieszczenia na terenie gminy Markłowice. On już korzysta z metanu i ogrzewa halę gimnastyczną, ogrzewa całe pomieszczenia szkoły. Wszystko jest tam w tej chwili wykorzystywane. Z tego jednego otworu. A jeszcze ma nadmiar energii, który może oddać gdzie indziej. I teraz pytanie: co z tymi otworami? Ja już kiedyś zadawałem to pytanie panu Poncyliuszowi. Oczywiście, zostawił je bez odpowiedzi. Dzisiaj ponawiam to pytanie i myślę, że znów nie dostanę odpowiedzi, bo to pytanie po prostu jest niewygodne.

Metanu w rybnickim okręgu przemysłowym jest bardzo dużo. Są różne instytucje, które prowadzą wiercenia. Po prostu rozwiercają nasze złoża. Proszę państwa, mamy te odwierty zrobione aż do miejscowości Odra, gdzie jest wychodnia pokładów. Tam się kończy po prostu wychodnia pokładów i zasobność gazowa rybnickiego okręgu przemysłowego. Przykładem tego jest choćby stara kopalnia „Friedrich”, która już nie istnieje. Kopalnia, która została zlikwidowana w 1918 r. dlatego, że doszło do trzech wybuchów metanu. Pierwszy wybuch pochłonął osiemnaście osób, drugi sześćdziesiąt, a trzeci ponad osiemdziesiąt, już nie pamiętam dokładnie, ale chyba osiemdziesiąt cztery osoby. I Friedrich, właściciel kopalni, zlikwidował wówczas kopalnię i został tylko duży zakład przeróbczy na tym miejscu, i zostały budynki, które są obok, czyli dyrekcja oraz familoki dla ludzi, którzy mieli pracować w kopalni „Friedrich”.

Proszę państwa, mamy te złoża rozeznane, jest dokumentacja. Ci ludzie do mnie przychodzą, pokazują mi tę dokumentację i mówią: weź pan, wykorzystaj to i zrób coś, żebyśmy mogli ten metan wreszcie spożytkować. Kiedyś przyjechał do mnie gość ze Stanów Zjednoczonych i mówi: wy siedzicie na złocie i wy tego złota nie chcecie eksploatować. A ja pytam: jakie to złoto? Mamy węgiel. A on na to: nie, kochany, macie metan. To jest wasze złoto, to jest wasz pieniądz, to jest wasze bogactwo.

A teraz jeszcze jedna sprawa, taka już marginalna. Dziś jadąc tutaj do Senatu, czytałem na temat wynalazku pana profesora Nazimka. Na pewno wiecie o tym. Nie jest dla was tajemnicą produkcja ropopochodnych z CO₂. Jest w tej chwili instalacja laboratoryjna na UMCS, która może być przerobiona na skalę przemysłową. Jest ona w każdym razie do wykorzystania. Myślę, że ten wynalazek jest wynalazkiem epokowym, choć będzie wielu hamulcowych, którzy nie będą go chcieli wprowadzić. W tym momencie potrafimy się całkowicie uniezależnić od dostawy sowieckiej.

I tu drugie związane z tym pytanie. W Stuposianach kiedyś prowadzono odwierty i natrafiono na bogate złoża ropy. Co z tym złożem? Dlaczego ono w tej chwili nie jest udostępnione i nie prowadzi się eksploatacji? Niektórzy mówili, że ono jest połączone z ropą kaspijską i dlatego nie wolno jej eksploatować, bo Polacy nie dostali zgody od Sowietów na eksploatację ropy naftowej w Stuposianach i sąsiednich miejscowościach.

To tyle. Kochani, mógłbym wam zadać jeszcze dość dużo pytań i mógłbym tutaj z wami polemizować i dyskutować dlatego, że ja jestem górnikiem z zawodu i naprawdę wiem, co mówię. Nie oczekuję jednak z państwa strony wielkiej polemiki. Interesują mnie najbardziej Stuposiany i jeszcze interesuje mnie rybnicki okręg przemysłowy. Dziękuję uprzejmie.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Temat, którym się zajęliśmy jest tak obszerny, że pewnie moglibyśmy dyskutować jeszcze przez wiele godzin. Niestety, czas nagli. O godzinie 13.00 będzie kolejne posiedzenie komisji.

Bardzo proszę panią minister o odpowiedzi.

I powoli będziemy kończyć posiedzenie.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki

Joanna Strzelec-Łobodzińska:

Akurat o Stuposianach nie powiem. Być może PGNiG... Ale odpowiem na dwa pierwsze pytania. Jeśli chodzi o metan, to nowe prawo energetyczne wprowadza zachętę do wykorzystania metanu, klasyfikując go do dopłat tak jak zieloną energię. Jest to działanie w kierunku większej opłacalności wykorzystania gospodarczego metanu. Ten metan jest wykorzystywany. Pan wskazywał rybnicki okręg, a więc działanie Kompanii Węglowej. Kompania dużymi osiągnięciami w zakresie wykorzystania metanu się nie chwali, bardziej Jastrzębska Spółka Węglowa, która zbudowała elektrociepłownię wykorzystującą metan jako nośnik energii elektrycznej. Żeby takie inwestycje były bardziej opłacalne, zostaje wprowadzony element zachęty finansowej do budowania i wykorzystania. Na podstawie tego pana pytania spytam dzisiaj pana prezesa Kugiela, czy posiada wiadomości o odwiertach potwierdzających złoża.

W sprawie zainteresowania firm ze Stanów Zjednoczonych. Owszem, były dwie takie firmy, nawet już za mojej krótkiej kadencji w Ministerstwie Gospodarki. Wszystkim dajemy kontakt do spółek węglowych. Takie wspólne prace są prowadzone. Niestety, na ogół dochodzi do tego, że te prognozy, które są budowane na podstawie podobnych złóż w Stanach Zjednoczonych, nie potwierdzają się w złożach polskich. Wszystkich zachęcamy do prowadzenia takich prac.

Wyniki prac profesora Nazimka, owszem, są znane. W bieżącym roku rozpocznie się budowa trzech pilotażowych instalacji, już nie w skali laboratoryjnej, tylko pilotażowej. Jeżeli zostanie potwierdzona efektywność tego procesu, to – wszyscy trzymamy kciuki. Tak naprawdę w wyniku tej fotosyntezy CO₂ otrzymujemy etanol, nie ropę.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Bardzo dziękuję.

Na zakończenie poproszę jeszcze o zabranie głosu pana senatora Henryka Woźniaka, z którego inicjatywy zajmujemy się dzisiaj tym właśnie tematem... Jeszcze pan prezes, tak?

(Wypowiedź poza mikrofonem)

Bardzo proszę.

(Prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Michał Szubski: Proszę o wypowiedź pana dyrektora Radeckiego.)

**Pełnomocnik Zarządu
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
do spraw Górnictwa Naftowego
Stanisław Radecki:**

Jeśli chodzi o Stuposiany, to nie ma tam wielkich złóż. Tam są złoża mało wydajne. W ubiegłym roku przejęliśmy koncesję od Eurogazu na Bieszczady i rozpoczynamy szerokie poszukiwania złóż właśnie w obrębie Bieszczad, czyli od Jasła na wschód. Pierwsze wykonane badania sejsmiczne roszą nadzieje na odkrycie nowych złóż, i to złóż na większych głębokościach. Tak że w przyszłym roku uruchomimy wiercenia i będziemy badać te obszary. Jeśli chodzi o Stuposiany, to owszem, mamy tam jeszcze stare eksploatowane czarne złoża i inne, ale to są płytkie, mało wydajne złoża, gdzie w początkowym okresie była produkcja tony ropy na dobę. Później to spadało do dwustu i stu kilogramów na dobę. Tak że to w efekcie nie wytrzymuje rachunku ekonomicznego w dłuższej eksploatacji.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję.

Tak jak zapowiadałem, bardzo proszę, już na zakończenie, pan senator Henryk Woźniak.

Senator Henryk Woźniak:

Dziękuję bardzo, Panie Przewodniczący.

Proszę państwa, myślę, że to bardzo wartościowe spotkanie dla członków Komisji Gospodarki Narodowej pozwoliło uświadomić wiele problemów, jakie wiążą się ze wzrostem eksploatacji złóż krajowych, wydobywania gazu i ropy. Myślę, że bariery, które wymienił pan prezes Szubski, są trafnie zidentyfikowane, aczkolwiek bariera środowiskowa daje się przelamywać. Miałem okazję uczestniczyć w rozmowach i z wojewódzkim konserwatorem przyrody, i z dyrektorem regionalnym ochrony śro-

dowiska, i z burmistrzem Międzychodu – i tam uda się wydłużyć termin prowadzenia prac poza okres zimowy, z małym wyjątkiem, dotyczącym ochrony siedliska orła białego nad Wartą. To jest do zrobienia, jeśli się wkłada dużo dobrej woli i używa niekonwencjonalnych rozwiązań. To można robić.

Wydaje mi się, że niezwykle ważna jest jednak bariera kapitałowa czy finansowa. Moją intencją było dokonanie w swojej wypowiedzi pewnej prowokacji, polegającej na zainspirowaniu do myślenia w kategoriach zwiększenia wydobycia krajowego – co jest w kompetencji ministra gospodarki – ale też i troski o wielkie dobro, jakim jest PGNiG, dobro narodowe – co pozostaje w kompetencji ministra skarbu.

Pan prezes mówił o polityce cenowej i tu, zdaje się, należałoby chyba oczekiwać ściślejszej współpracy dwóch ministrów, po to, by zapewnić taką politykę cenową, która by stwarzała możliwości rozwoju PGNiG. Jeżeli mamy spodziewać się wzrostu wydobycia, to ta firma musi mieć możliwości finansowe wchodzenia w te obszary, o których mówiliśmy, o przypuszczalnie dużych możliwościach. Chciałbym zapytać, czy ktokolwiek zszedł na ten poziom 5–7 tysięcy metrów, czy jeszcze nie? To jest fundamentalna kwestia. Jeśli mówimy o potencjalnych dużych złożach, to chciałoby się, żeby PGNiG sięgnęło po nie, i to skutecznie. Jeżeli jednak to nie jest dzisiaj możliwe, to dobrze byłoby, żeby ktokolwiek zszedł na ten poziom, bo wówczas wiedzielibyśmy, czy poszukiwać jakichkolwiek możliwości dla PGNiG, by PGNiG w tych obszarach, gdzie można się spodziewać gazu i ropy na tym poziomie, mogła to uczynić. To jedno pytanie.

Drugie pytanie. Bariera intelektualna. Wydaje mi się, że ona polega tak naprawdę na braku skłonności do zagospodarowania małych złóż, złóż, które już nie będą z punktu widzenia PGNiG istotne pod względem skali, ale w wymiarze lokalnym mogłyby dla małych zakładów stanowić źródło energii. Być może do produkcji energii elektrycznej, bo dzisiaj takie możliwości są. To, oczywiście, musi funkcjonować na zasadzie rachunku ekonomicznego. Czy jednak nie warto pomyśleć w taki sposób: ponieśliśmy nakłady rzędu stu, możemy odzyskać, nie wiem, trzydzieści, czterdzieści. Warto zyskać trzydzieści, czterdzieści aniżeli zrezygnować całkowicie. Czy tutaj moje myślenie może spotkać się w przyszłości z pozytywną reakcją, a więc z aktywizacją tych małych złóż, które kiedyś, przed trzydziestu, czterdziestu laty zinwentaryzowano, a dzisiaj o nich zapomniano, a mogłyby być eksploatowane? Takie dwa pytania na zakończenie. Dziękuję bardzo.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

To jeszcze proszę o taką kompaktową odpowiedź.

Bardzo proszę, pan prezes, tak?

(Wypowiedź poza mikrofonem)

Proszę, Panie Dyrektorze.

**Pełnomocnik Zarządu
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
do spraw Górnictwa Naftowego
Stanisław Radecki:**

Proszę państwa, jeśli chodzi o głębokie otwory, to w Polsce odwierconych zostało już kilkadziesiąt otworów poniżej 5 tysięcy m. Najgłębszy otwór w Bieszczadach,

Kuźmina, odwiercony był na głębokości 7541 m. Tak że od strony technicznej nie ma problemów z wierceniem, jest natomiast problem z określaniem miejsc najbardziej perspektywicznych do okrycia złóż. PGNiG, tak jak wcześniej mówił prezes Szubski, zakłada wiercenie dwóch otworów badawczych rocznie i takie otwory wiercimy. W ubiegłym roku zakończyliśmy wiercenie między innymi otworu Grundy, to jest na wschód od Jarocina, do 5 tysięcy m właśnie. W tym roku koło Rzeszowa otwór Babica – 4850 m. Planujemy następny. Na przykład w tym roku rozpoczniemy w lubelskim wiercenie otworu do 5 tysięcy m. Tak że w Polsce tę działalność prowadzimy, czyli realizujemy te otwory badawcze.

Planują to również inne firmy. Jest taki słynny problem struktury Kutno, w przypadku jednej struktury mówi się nawet o ogromnych zasobach. Ale jest to natomiast problem bardzo głęboki, że tak powiem. W latach siedemdziesiątych próbowano dotrzeć do tych złóż na głębokość 5800 m, wtedy sole płynne spowodowały zaciśnięcie otworu i to nam się nie udało. Ale 30 km na północny zachód na tym samym dużym obiekcie wywierciliśmy otwór do 5800 m, przewierciliśmy cały czerwony spągowiec, ale niestety nie było własności zbiornikowych i nie dało się uzyskać żadnego przyływu. Tak że to jest to ryzyko, o czym tu była mowa, są informacje wskazujące na to, że nie jest to takie łatwe, proste i przyjemne. Dlatego to wymaga badań.

Może jeszcze nadmienię, choć prezes Szubski już o tym mówił, że kiedyś uzyskaliśmy kredyt Banku Światowego. Dzięki temu oczywiście możliwy był duży postęp technologiczny, który spowodował ogromny przyrost w zasobach, właściwie uświadomienie zasobów. Dzisiaj potrzeba nam trochę więcej technicznych możliwości, szczególnie w zakresie badań sejsmicznych, które dałyby nam pewniejsze informacje w przypadku głębokich struktur. Bo jeśli chodzi o technologię wierceń, te rzeczy są znane. Inna sprawa, że to jest kosztowne, bo przy tych słabych kolektorach potrzebne są różne zabiegi intensyfikacyjne. One są bardzo kosztowne, wymagają sprzętu.

I drugie pytanie dotyczące małych złóż. Jeśli chodzi o PGNiG, to my właściwie większość małych złóż mamy w trakcie zagospodarowania. Podjęliśmy kilka tematów. Pierwszy. Jeśli mamy jedno złożę, to próbujemy znaleźć w rejonie następne i wtedy grupa trzech, czterech, pięciu złóż już wytrzymuje rachunek ekonomiczny i to jest kierowane do zagospodarowania. Drugi temat. Prowadzimy w tej chwili analizy, badania nad wykorzystaniem małych złóż albo do sprężania, albo do skraplania gazu i po prostu wywożenia. I trzeci element, nad którym pracujemy, to jest kogeneracja do produkcji energii elektrycznej, gdzie można zainstalować turbinę. Czwarty temat. Jeśli są lokalne możliwości odbioru, to jak najbardziej jesteśmy gotowi, żeby takie złożę zagospodarować. Między innymi, od razu dodam, wspomniana azotownia Grodzisk będzie służyła do wykorzystania małych złóż, wysoce zaazotowanych, z rejonu poznańskiego, czyli głównie rejonów Wolsztyna, Nowego Tomyśla, Kościana. Dziękuję.

Zastępca Przewodniczącego Marek Trzcíński:

Dziękuję.

Zagadnienie, którym dziś się zajmujemy, jest bardzo pojemne i zapewne moglibyśmy dyskutować jeszcze bardzo długo. Poruszyliśmy tylko kilka problemów. Bardzo dziękuję wszystkim państwu za wzięcie udziału w dyskusji, dziękuję pani minister, która już jest nieobecna, panu ministrowi, który też jest już nieobecny, panu prezesowi, szanownym państwu, panom senatorom. Myślę, że nie raz jeszcze będzie okazja do

w dniu 14 lipca 2009 r.

powrotu do tematów dzisiaj poruszanych, choćby przy nowelizacji ustawy. Jeszcze raz serdecznie dziękuję.

Zamykam posiedzenie Komisji Gospodarki Narodowej.

(Koniec posiedzenia o godzinie 12 minut 55)

Kancelaria Senatu

Opracowanie i publikacja:

Biuro Prac Senackich, Dział Stenogramów

Druk: Biuro Informatyki, Dział Edycji i Poligrafii

Nakład: 5 egz.

ISSN 1643-2851