

RAPORT Z DEBATY

LIBERALIZM CZY LESEFERYZM?

UWARUNKOWANIA PRAWNE RYNKU GAZU I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Muzeum Gazownictwa, ul. Kasprzaka 25

30 czerwca 2011, Warszawa

PATRONAT HONOROWY



PATRONAT MERYTORYCZNY



WSPÓŁORGANIZATOR



PARTNERZY STRATEGICZNI



PARTNERZY WYDARZENIA



PATRONI MEDIALNI



W debacie udział wzięli:

prof. **Krzysztof Źmijewski**, Sekretarz Generalny Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji;

Jacek Brandt, Dyrektor ds. Współpracy Międzynarodowej i Regulacji, TGE SA;

Marcin Lewenstein, Dyrektor Biura Planowania Strategicznego, PGNiG SA;

Andrzej Janiszowski, Dyrektor Departamentu Regulacji, PGNiG SA;

Łukasz Pawłowski, Dyrektor Biura Klientów Korporacyjnych, PGNiG SA;

Marek Kamiński, Dyrektor w dziale Doradztwa Biznesowego, Departament Gazu, Ernst&Young;

Andrzej Szczęśniak, ekspert rynku paliw.

Wnioski: Widoczna jest perspektywa rozwoju energetyki gazowej w najbliższych dziesięcioleciach, ponieważ w najbliższych latach będzie się zmieniał charakter polskiej energetyki. Nie ma innej alternatywy dla energetyki gazowej w przypisanej dla niej zadaniach bilansujących dla źródeł odnawialnych, jak bilansowanie systemu w tzw. szczycie. Jest szansa, że przyszły popyt na gaz możemy zabezpieczyć własnymi złożami, nie kupując tym samym surowca na wschodzie. Jeżeli chcemy wykorzystać energetykę gazową w roli stabilizującej system elektroenergetyczny to trzeba stworzyć warunki dla inwestorów. Padł też wniosek, aby debata zakończyła się uchwałą, że Polska potrzebuje pewnej i taniej energii. Droższa energia oznacza gorsze warunki dla rozwoju gospodarki. Wezwano do tworzenia systemów wsparcia dla małych źródeł energii.

Prof. **Krzysztof Źmijewski**: Zwrócił uwagę, że w ciągu kilku najbliższych lat nie możemy liczyć na inwestycje w energetyce jądrowej, ani też na dynamiczny rozwój energetyki opartej na węglu i gazie. Nadal nie podpisano żadnego kontraktu na budowę nowego bloku w energetyce systemowej. - Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest oparte na słabym fundamencie. Możliwości wytwórcze są coraz mniejsze. Gdyby nasza kultura energetyczna była typu brytyjskiego to byłibyśmy wśród liderów w Europie w najniższej emisji CO2 na głowę mieszkańca, ponieważ w Polsce zużywamy wielokrotnie mniej energii niż Brytyjczycy- mówił. Źmijewski powiedział też o małej elastyczności krajowego systemu energetycznego, bo spółki, które zarządzają tym systemem na poziomie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej informują, że przyłączanie nowych, małych źródeł może zakłócić funkcjonowanie systemu. Tak nie musi być. Przykładem są operatorzy sieci energetycznej w Niemczech, którzy potrafią zarządzać małymi źródłami energii. W Polsce ponad 70% bloków energetycznych ma ponad 30 lat. W ramach derogacji Polska wynegocjowała do końca 2016 roku okres przejściowy na korzystanie z takich bloków, niespełniających warunków ochrony środowiska. Zostaną odstawione dopiero po 2017 roku. Można potem wybudować źródła systemowe gazowe w ciągu 4 lat albo węglowe w ciągu 5 lat. Do tego czasu jednak musimy zbilansować system, a to mogą zapewnić nam źródła rozproszone, które można wybudować w ciągu kilku, kilkunastu miesięcy. Źmijewski podkreślił jednak, że najbardziej realnym źródłem energii w kraju jest węgiel, bo go po prostu mamy. Nie można też zapominać o związanych z węglem uwarunkowaniach społeczno-historycznych, których Unia nie rozumie. Według Źmijewskiego odwracanie się od węgla nie jest dobrym pomysłem. Polityka zrównoważonego rozwoju to, jak przypominał, racjonalne wykorzystanie zasobów z uwzględnieniem potrzeb przyszłych pokoleń. W polityce zrównoważonego rozwoju nie ma też zakazu wykorzystywania paliw kopalnych. Musimy być świadomi, że nie ma warunków w Polsce, aby można było całą energetykę oprzeć na źródłach wykorzystujących wiatr i energię słoneczną. Bezpieczeństwo energetyczne kraju jest też uzależnione od dostaw gazu, surowiec ten w ponad 60 proc. importujemy. Niemniej jednak,

jeśli będą możliwości wydobycia gazu łupkowego z krajowych złóż po cenach konkurencyjnych, to bezpieczeństwo energetyczne kraju wzrośnie. Nie nastąpi to prędzej niż za kilkanaście lat. Do tego czasu, ze względu na krótszy czas budowy bloków energetycznych wykorzystujących gaz ziemny, musimy godzić się na koegzystencję tych źródeł ze źródłami odnawialnymi. Rozwiązaniem systemowym dla zamknięcia bilansu energetycznego według Żmijewskiego jest uruchomienie prawnych i technicznych możliwości przyłączenia do systemu tzw. energetyki prosumenckiej (piko i mikro źródła). - Przy przewidywanych wzrostach cen za 1 kWh energii elektrycznej i przy obniżeniu cen małych wiatraków i paneli fotowoltaicznych, koszt ich instalacji będzie opłacalny - mówił. Żmijewski przewiduje, że dzięki temu uzupełniające moce wybuduje samo społeczeństwo. - Musimy poprawić prawo, by producent dysponujący źródłem o mocy 1 kW nie musiał rejestrować działalności gospodarczej i płacić 800 zł miesięcznej składki ZUS czy też ubiegać się o koncesję na produkcję i obrót energią. Wprowadzenie energetyki prosumenckiej pozwoli nam wyprodukować taką ilość energii, której przemysł elektroenergetyczny nie jest w stanie nam zapewnić w 2015 - 17 roku - argumentował.

Jacek Brandt: Druga połowa lat 80-tych XX wieku to początek reform w energetyce Unii Europejskiej i czas, kiedy energia elektryczna stała się towarem, a nie dobrem publicznym. Początek lat 90. XX w. to duża reforma sektora elektroenergetycznego w Polsce i kolejno w 1997 roku wejście w życie ustawy Prawo Energetyczne, a w 1999 roku powołanie spółki Giełda Energii. Według Brandta lata 2003 –2007 to procesy konsolidacyjne polskiej elektroenergetyki a rok 2010 to czas zmian na rynku hurtowym energii elektrycznej – „obligo giełdowe”, połączenie rynku polskiego ze skandynawskim poprzez „market coupling”. Zdaniem wielu ekspertów w 2010 r. zmieniło się oblicze polskiej elektroenergetyki. Szczególnie istotne zmiany nastąpiły po wprowadzeniu w życie przepisów nowelizujących ustawę Prawo Energetyczne. Nowe przepisy zobowiązują spółki wytwórcze do sprzedaży poprzez publiczny rynek giełdowy 15% wytwarzanej energii. Brandt zwrócił uwagę, że do końca maja 2011 roku w kontraktach pasmowych na dostawę energii w całym 2012 roku, sprzedano około 37 TWh energii (w tym na TGE ok. 25 TWh), ze średnią ceną około 203 zł za 1 MWh. Ostatnie transakcje wykazują jednak stały trend wzrostowy. Ceny na rok 2012 rosną i ma na to wpływ sytuacja w Niemczech ze względu na rezygnację z użytkowania elektrowni jądrowych. Ceny energii w Polsce na tle rynków ościennych wzrosły najmniej. Zdaniem Brandta, rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce w najbliższych latach uzależniony jest od rozwiązania kilku istotnych kwestii: struktury cen energii dla odbiorców końcowych i przemysłowych (utrzymywanie taryfowania grupy G jest uzależnione od wprowadzenia rozwiązań chroniących odbiorców wrażliwych oraz uregulowania tzw. sprzedaży awaryjnej), nowych inwestycji w moce wytwórcze i uwzględnieniu przyszłych cen energii po ich zrealizowaniu, wpływu cen uprawnień do emisji CO₂ na poziom cen energii. Również rynek gazu wymaga nowych uregulowań i liberalizacji, w tym pełnego rozdzielenia własnościowego działalności: wydobywczej, przesyłowej, dystrybucyjnej, handlowej i magazynowej. Istnieje też potrzeba odejścia od kontraktów typu „take or pay” w kierunku rozwoju pełnej gamy kontraktów handlowych o zróżnicowanych terminach dostawy. Brandt przedstawił negatywne efekty braku liberalizacji rynku w sektorze gazu ziemnego takie jak: uniemożliwienie budowy regulacyjnych jednostek wytwórczych i systemowych opalanych gazem (CCGT) o wysokiej sprawności i znacząco niższej emisji CO₂ (o 60%) w stosunku do źródeł węglowych oraz wykreowania rynkowych, konkurencyjnych cen gazu dla odbiorców końcowych. Za wzorcowy rynek energii działający obecnie w Europie Brandt uznał rynek skandynawski, jako bardzo płynny z pełną informacją giełdową.

Marcin Lewenstein: Poinformował o przyjętej przez zarząd PGNiG strategii rozwoju do 2015 r. Wynika z niej, że spółka dalej będzie prowadzić inwestycje związane z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów. Firma postanowiła skoncentrować się na poszukiwaniu i wydobywaniu surowca w kraju także w głębokich strukturach geologicznych. Poszukiwania w bardziej perspektywicznych rejonach jak na przykład w Afryce Północnej, ze względu na sytuację polityczną, musiały zostać na razie przerwane. Nadrzędnym celem strategicznym PGNiG jest wzrost wartości spółki dla akcjonariuszy i dalszy rozwój firmy, jako koncernu multienenergetycznego. PGNiG będzie koncentrować się na obszarach: krajowej i międzynarodowej działalności poszukiwawczo-wydobywczej zapewniającej dostęp do nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, segmencie energetycznym skoncentrowanym na rozwoju energetyki gazowej w Polsce, zarządzaniu portfelem gazu ziemnego spółki i działalności na europejskim rynku handlu gazem. Na realizację zadań przyjętych w strategii w latach 2011-2015 PGNiG planuje wydać ok. 27 mld zł. Ponad połowa zaplanowanych wydatków będzie przeznaczona na poszukiwania i wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej zarówno w kraju, jak i za granicą, szczególnie w Norwegii. Spółka chce skoncentrować się na poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów w kraju, jako najbardziej atrakcyjnym i rentownym kierunkiem działań. Szczególnie ważne będą nowe inicjatywy zakładające prowadzenie poszukiwań gazu niekonwencjonalnego, zwłaszcza gazu z łupków oraz gazu konwencjonalnego w głębokich strukturach. Przykładem jest koncesja w okolicach Kutna, w której PGNiG ma 50 procent udziałów, a zasoby szacowane są na ok. 100 mld m³. Pierwszy odwiert na głębokość 6,5 kilometra zostanie wykonany w II półroczu tego roku. Spółka podtrzymuje plan zwiększenia wydobycia krajowego gazu ziemnego z obecnych ok. 4,1 mld m³ rocznie do 4,5 mld m³, a ropy naftowej z obecnych 0,5 mln ton do 1 mln ton rocznie od 2015 r. Cel ten zostanie osiągnięty poprzez zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów. Firma podtrzymuje cele strategiczne dotyczące zwiększenia własnego wydobycia gazu do poziomu ok. 6,2 mld m³ i ropy naftowej do ok. 1,8 mln ton rocznie. Ważnym filarem strategii jest rynek elektroenergetyki gazowej. Naturalnym kierunkiem dla spółki będzie angażowanie się w elektroenergetykę, zarówno, jako dostawca gazu, jak i inwestor kapitałowy czy branżowy.

Andrzej Janiszowski: Zwrócił uwagę na to, że podczas debaty dużo się mówi o budowaniu elektrowni szczytowych na gaz, a mniej o tym ile ma to kosztować i czy odbiorcy są w stanie ponieść koszty tych inwestycji. Czy klienci chcą wspierać bezpieczeństwo systemu, czyli pewność dostaw oraz ich ciągłość? Powołując się na badania przeprowadzone przez E&Y w 2010 roku, Janiszowski stwierdził, że odbiorcy energii chcą czuć się bezpieczni, ale wcale nie są skłonni za to płacić. Przypomniał też, że w czasie debaty padło stwierdzenie, że cena energii wzrośnie w stosunku do obecnej o 400%. – Tym bardziej mam wątpliwości czy odbiorcy będą chcieli zapłacić za poprawę bezpieczeństwa dostaw - mówił. Janiszowski przypomniał, że branża energetyczna nie istnieje sama dla siebie, a służy całej gospodarce. - W tej sytuacji bezpieczeństwo energetyczne musi mieć swoją cenę. Inaczej klient może wybrać opcję, że nie chce stałego zasilania w energię - dodał. Rozwiązaniem dla drastycznych podwyżek cen energii jest zwiększenie połączeń międzysystemowych. Prelegent stwierdził, że zaledwie 15% naszego zapotrzebowania na gaz może być pozyskiwane z krajów UE przez istniejące połączenia sieciowe. – To za mało. Przykładem perspektywicznego rynku gazu są Niemcy. Tam regulator stara się doprowadzić do powstania jednolitego regionalnego rynku gazu. To będzie oznaczało, że za naszą zachodnią granicą będzie ogromny rynek gazu, do którego musimy mieć tylko dostęp. Wymaga to zainstalowania fizycznych rewersów na każdym połączeniu systemowym – dodał Janiszowski. W konkluzji padło stwierdzenie, że jeśli chcemy coś zmienić na rynku, to musimy rozbudować infrastrukturę. Drugim elementem

poprawiającym nasze bezpieczeństwo, a jednocześnie konkurencyjność gospodarki, mogłoby być zwiększenie wydobycia gazu w Polsce. Niemniej realnie takie inwestycje są możliwe w perspektywie 3 – 4 lat. Janiszowski podkreślił też, że trzeba rozwiązać kwestię cenotwórstwa na naszym rynku. Fakt subsydiowania gazu importowanego gazem krajowym (wydobytym przez PGNiG) sprawia, że ceny gazu w Polsce są wciąż niższe niż w zdecydowanej większości państw UE i to mimo braku liberalizacji sektora gazowego. Wprowadzenie rozwiązań stymulujących rozwój konkurencji, w szczególności zniesienie obowiązku zatwierdzania taryf, spowoduje że klient, co prawda, będzie mógł wybrać dostawcę, ale i tak będzie musiał zapłacić za gaz więcej niż dotychczas.

Łukasz Pawłowski: Stwierdził, że obecnie PGNiG ma 20 projektów budowy źródeł gazowych o mocy głównie 400 MW, oraz jedno źródło o mocy 800 MW. PGNiG jest przekonany, że projektowane instalacje do 2020 roku będą zużywały przynajmniej 2 mld m³ gazu rocznie. Według Pawłowskiego problemem, który należy rozwiązać, to dostęp do sieci przesyłowych systemu. Sieć narodowego operatora Gaz – System nie jest rozbudowana w wystarczającym stopniu. - W efekcie dochodzi do tego, że aby przyłączyć nowego odbiorcę przemysłowego trzeba wybudować połączenie o długości nawet do 60 km - mówił. Inną barierą dla rozwoju rynku gazu w kraju jest utrzymywanie nadal cen regulowanych dla odbiorców przemysłowych. - Klienci nie chcą cen w według taryf URE. Chcą rozliczać się z dostawcami gazu według cen rynkowych - dodał.

Marek Kamiński: Stwierdził, że rynek energii w Polsce jest przeregulowany. Natomiast rynek gazu ziemnego jest regulowany praktycznie w ramach każdego segmentu. Dodatkowo stosowane modele regulacji prowadzą do powstawania nieefektywności oraz nie przyczyniają się do rozwoju rynku gazu, oraz wzrostu konkurencji. Kamiński wskazał, że odbiorcy nie akceptują utrzymywania regulowanych cen w segmencie handlu gazem. W efekcie nie mamy konkurencji na rynku, ze względu na niedostosowanie polskiego systemu regulacji do potrzeb gospodarki. W wystąpieniu podkreślono, że modyfikacja systemu regulacyjnego jest warunkiem koniecznym dla powstania nowych podmiotów w segmencie handlu gazem. Jako przykład przedstawiono porównanie cen ropy naftowej, która bezpośrednio wpływa na cenę gazu na rynkach światowych i pomimo dynamicznego wzrostu 9-miesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych, cena taryfowa gazu pozostała do chwili obecnej na niezmienionym poziomie. Kamiński twierdzi, że rozwój rynku gazu w Polsce nastąpi, kiedy zostanie przekształcony w oparciu o standardy wypracowane przez kraje europejskie. Zgodnie z tymi standardami, proces deregulacji powinien przebiegać stopniowo oraz opierać się na swobodzie wyboru odbiorców pomiędzy pozostaniem w systemie regulacji, a przejściem na ceny rynkowe. Według niego prawdopodobny scenariusz procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, to wprowadzenie możliwości przejścia na ceny rynkowe dla odbiorców przemysłowych, zapewnienie warunków dla rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego, stopniowe rozszerzenie grup odbiorców, którzy mogą przejść na ceny rynkowe, a w konsekwencji pełna deregulacja rynku gazu ziemnego. Zgodnie z zaleceniami UE, GIE i CEER przeważająca większość krajów Unii Europejskiej wprowadziła już system taryfowy Entry – Exit. Polski OSP (Gaz – System) prawdopodobnie wdroży system Entry–Exit do końca 2011 roku. Nowy system taryfowy ma być etapem pośrednim, przed wdrożeniem pełnego modelu Entry-Exit, będzie bazował na uproszczonych założeniach. Zróżnicowane stawki taryfowe będą prawdopodobnie wprowadzone w kolejnym okresie taryfowym i będą bazować na średnich kosztach bądź na długoterminowych kosztach krańcowych. Przy czym nowy model taryfowy niekoniecznie będzie umożliwiał dokonywanie rezerwacji mocy reverseflow. Ułatwi natomiast wprowadzenie rezerwacji w

przyszłości. Zdaniem prelegenta polskie ustawodawstwo, które ma kluczowe znaczenie w procesie taryfikacji systemu przesyłowego gazu ziemnego, wciąż nie zostało zaktualizowane do wymogów trzeciego pakietu legislacyjnego UE. Kamiński, jako kluczowe bariery liberalizacji rynku gazowego w Polsce widzi: ograniczony dostęp do mocy transgranicznych, wymóg utrzymywania zapasów obowiązkowych i ograniczenia w dostępie do podziemnych magazynów gazu, oraz zasady kalkulacji cen gazu ziemnego.

Andrzej Szczęśniak: Wskazał, że Polska ma jedno z najniższych w UE zużycie energii na mieszkańca. W związku z tym zadał retoryczne pytanie, dlaczego mamy ponosić najwyższe koszty wdrażania unijnych pomysłów ekologicznych. Zwrócił uwagę na przykład Wielkiej Brytanii, która jeszcze do lat 80-tych ubiegłego wieku spalała duże ilości węgla a proces dojścia do obecnego zużycia (własnego) gazu był naturalnym procesem biznesowym. - Krajem, który naprawdę ma zasoby energetyczne w UE, jest Polska, tylko te zasoby są obecnie źle postrzegane – mówił. Następnie przedstawił problematykę łączenia rynków energii i cenotwórstwa gazu. Zacytował Grzegorza Górskiego, prezesa zarządu GDF Suez Energia Polska, który powiedział: „jak zostanie uruchomiony market coupling z Niemcami to ceny energii w Polsce wzrosną o ok. 20%, na pewno cena prądu w Polsce osiągnie poziom cen w Niemczech, a nie odwrotnie”. Przechodząc do cen gazu Szczęśniak pytał, jaki koszt tego surowca będzie kosztem wyjściowym. Czy będzie to cena gazu za 1000 m³: krajowego - szacowana na 130 dolarów, łupkowego - wg Wood McKenzie ok. 335 dolarów, rosyjskiego - 400 dolarów (cena z II kw. tego roku), importowanego LNG - 510 dolarów. Szczęśniak odniósł się też do projektowanych połączeń w Europie Środkowej. Jego zdaniem np. korytarz gazowy Północ – Południe może być alternatywnym połączeniem umożliwiającym pozyskanie surowca innego niż gaz rosyjski. Z kolei inne projekty: Nabucco i Adria mają według Szczęśniaka małą szansę na realizację.

Dyskusja: Osoby zabierające głos w dyskusji wskazywały między innymi na to, że szacunki zużycia energii w Polsce nie uwzględniają takich elementów jak spalanie biomasy (co jest najtańsze) na wsi. Istnieje zagrożenie, że jeśli po 2013 roku drastycznie wzrosną ceny energii to spalanie „wszystkiego” będzie bardziej powszechnie niż dotychczas. Odpowiadając, prof. Krzysztof Żmijewski powiedział, że rozwiązaniem by tak się nie stało, jest rozwój małych źródeł. - Ale trzeba to wspierać, na przykład zastępując obowiązek koncesji homologacją. Jeśli urządzenie będzie miało homologację, to będzie można je do sieci podłączyć - argumentował. Podkreślił też, że brak energii jest zjawiskiem politycznym, a nie tylko technicznym czy gospodarczym. - Ludzie mogą wiele rzeczy zaakceptować, ale braku energii nie zaakceptują - mówił. W dyskusji pojawiło się też stwierdzenie, że tania i pewna energia jest elementem niezbędnym dla rozwoju gospodarki. Dla Polski byłoby korzystne zachowanie niskich cen gazu i energii elektrycznej. Dyskutanci zwrócili uwagę, że obowiązkiem państwa jest dbanie o bezpieczeństwo energetyczne - przykładem takiego działania jest budowa terminala gazu skroplonego w Świnoujściu. W takiej sytuacji argument, że budowa i utrzymanie terminalu jest nieekonomiczna nie ma racji bytu, bo to jest inwestycja strategiczna dla państwa. Padło pytanie, jaka byłaby cena gazu produkowanego w technologii zgazowywania węgla w złożu. Żmijewski odpowiedział, że ok. 70 – 75% technologii wykorzystywanych w tym procesie jest podobna do tych wykorzystywanych przy wydobyciu gazu łupkowego i tylko na tej podstawie można próbować oszacować ewentualny koszt produkcji tego surowca. Dodał, że oprócz produkcji gazu z węgla możliwe jest pozyskanie w tym procesie wysokotemperaturowego ciepła, które może być wykorzystane w przemyśle. - Jeżeli w pobliżu takiego złoża byłiby potencjalni odbiorcy tego ciepła, to z eksploatacji złoża będzie dodatkowy zysk, co przełoży się na obniżenie kosztu

jednostkowego pozyskania gazu. Jeśli nie będzie odbiorców na ciepło to trzeba byłoby je schłodzić, a to wiąże się z dodatkowymi kosztami- stwierdził profesor. Dlatego też podanie konkretnych cen gazu pozyskiwanego w procesie zgazowania węgla w złożu nie jest obecnie, w opinii Żmijewskiego, możliwe.