



**Finansowanie inwestycji
energetycznych**

**Financing of Energy
Investments**

31 marca 2010, godz. 11.00 Centrum Prasowe FOKSAL - Dom Dziennikarza, ul. Foksal 3/5, Warszawa

31 March 2010, 11 a.m. Press Center Foksal – Journalist's House, Foksal 3/5, Warsaw

Finansowanie inwestycji energetycznych

debata

Centrum Prasowe „Foksal” – Dom Dziennikarza, ul. Foksal 3/5, Warszawa

31.03.2010

W dniu 31 marca 2010 roku w Warszawie odbyła się debata „Finansowanie inwestycji energetycznych”, poświęcona najistotniejszym potrzebom energetyki, w trakcie której podjęto próbę odpowiedzi na pytanie „Jak i za co uda nam się sfinansować konieczne inwestycje?”.

Organizatorami debaty były: Stowarzyszenie na rzecz Efektywności – ETA i Instytut im. E. Kwiatkowskiego. Partnerem – Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o.

Patronat merytoryczny objęły: Związek Banków Polskich oraz Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Patronat Honorowy nad debatą roztoczył Narodowy Bank Polski.

Partnerami strategicznymi były firmy: RWE Polska S.A., TAURON Polska Energia S.A., SPEC S.A., Landis+Gyr Sp. z o.o., Towarowa Giełda Energii S.A., Polkomtel S.A., Dalkia Polska S.A., Katowicki Holding Węglowy SA, Wartsila Polska Sp. z o.o., PGNiG SA, FORTUM Power and Heat Polska Sp. z o.o., Globema Sp. z o.o.

Partnerami debaty były firmy: BRE Bank SA, Citi Handlowy Bank Handlowy w Warszawie S.A., Crédit Agricole Corporate & Investment Bank S.A. Oddział w Polsce, Deloitte, Deutsche Bank Polska S.A., Ernst&Young, HSBC Bank Polska SA, Warbud SA, WestLB Bank Polska SA.

Patronat medialny – Nowa Energia, Czysta Energia, Ecomanager.

Debatę poprowadzili:

- **dr Dariusz Ledworowski**, Przewodniczący Grupy Roboczej ds. Ekonomicznych, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji
- **prof. Marek Wierzbowski**, Przewodniczący Grupy Roboczej ds. Prawa, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji.

W debacie zabierali głos następujący prelegenci (w kolejności wystąpień):

- **prof. Janusz Lewandowski**, Politechnika Warszawska, Przewodniczący Grupy Roboczej ds. Nauki i Edukacji, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji
- **prof. Zygmunt Maciejewski**, Przewodniczący Grupy Roboczej ds. Sieci, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji
- **dr Sławomir Pasierb**, Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Przewodniczący Grupy Roboczej ds. Efektywności Energetycznej, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji
- **Grzegorz Wiśniewski**, Prezes Zarządu, Instytut Energetyki Odnawialnej
- **Marcin Zieliński**, Dyrektor Departamentu Nadzoru Właścicielskiego i Prywatyzacji III, Ministerstwo Skarbu Państwa
- **prof. Alfred Janc**, Doradca Prezesa Narodowego Banku Polskiego
- **Krzysztof Pietraszkiewicz**, Prezes Związku Banków Polskich
- **Mirosław Urbański**, Członek Zarządu Deutsche Bank Polska S.A.
- **Tomasz Matulka**, Dyrektor Departamentu Bankowości Korporacyjnej i Inwestycyjnej, HSBC Bank Polska S.A.
- **Jacek Zwierzchowski**, Wicedyrektor, Departament Finansowania Strukturalnego i Mezzanine, BRE Bank S.A.
- **Tadeusz Kuczborski**, Członek Zarządu WestLB Bank Polska S.A.
- **Wojciech Hann**, Partner Deloitte, Doradztwo Finansowe, Środkowoeuropejski Zespół Energii i Zasobów
- **Michał Surowski**, Dyrektor Departamentu Finansowania Strukturalnego, Rabobank Polska S.A.
- **prof. Krzysztof Żmijewski**, Sekretarz Generalny Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji

Uczestników debaty powitali **prof. Krzysztof Żmijewski** i przedstawicielka Stowarzyszenia na rzecz Efektywności –ETA **pani Agnieszka Suchorolska**.

WPROWADZENIE

Tytułem wstępu, jako pierwszy zabrał głos **dr Dariusz Ledworowski**, który podkreślił, że tematyka debaty wzbudziła ogromne zainteresowanie, czego wyrazem jest bardzo duża frekwencja, odzwierciedlająca ogólnonarodową dyskusję na temat stanu i potrzeb polskiego sektora energetycznego. Pilną potrzebą jest odnowienie zasobów energetyki, m.in. wymiana starych bloków energetycznych, co jest następstwem zwiększonego popytu na energię i określonych wymagań Unii Europejskiej dotyczących ograniczenia emisji gazów.

Jak sfinansować program restrukturyzacji sektora energetycznego? Zdaniem dra Dariusza Ledworowskiego ogromną rolę ma do odegrania rynek bankowy i kapitałowy. Bez szerokiego zaangażowania instytucji pozasektorowych i pomocy ze strony Unii Europejskiej nie uda się sfinansować procesu restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego. Poza tym brakuje uregulowań prawnych – m.in. nie został określony zakres darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Wg wyceny prof. Krzysztofa Żmijewskiego do roku 2030 potrzeby inwestycyjne polskiej energetyki szacowane są na 100 mld euro, jednocześnie łączna wartość wszystkich grup energetycznych wynosi zaledwie ok. 15-20 mld euro.

Prof. Marek Wierzbowski podkreślił ogromną rolę rynków kapitałowych i giełdy, a także potrzebę opracowania dobrego prawa i modelu finansowania restrukturyzacji. Jak dotąd udział domów maklerskich i bankowości jest w tym procesie niewielki. Duże nadzieje są pokładane w Giełdzie Papierów Wartościowych, która nie powinna ograniczać się tylko do obrotu akcjami, ale wprowadzić też obrót obligacjami. Prof. Marek Wierzbowski wspomniał, że uruchomiono specjalny rynek na naszej Giełdzie tzw. pot spot, który będzie głównie rynkiem obligacji korporacyjnych jako sposobu pozyskiwania kapitału na finansowanie inwestycji. Profesor nawiązał również do wypowiedzi Profesora Żmijewskiego, wskazując na potrzebę uchwalenia dobrego prawa oraz pozyskania kapitału.

CZĘŚĆ I. PREZENTACJE MERYTORYCZNE

SESJA I: POTRZEBY

W Sesji I debaty zatytułowanej „**Potrzeby**” jako pierwszy zabrał głos **prof. Janusz Lewandowski**, który określił potrzeby inwestycyjne polskiej energetyki w zakresie technologii konwencjonalnych i jądrowej (zakres inwestycji do 2020 roku). Na ocenę składają się 2 źródła: dokument rządowy „Polityka Energetyczna Polski do roku 2030”, a w szczególności załącznik „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” oraz badania własne przeprowadzone przez Politechnikę Warszawską nad skutkami wdrożenia dyrektywy o emisjach przemysłowych. Dokument rządowy podaje m.in. informację o planowanych i prognozowanych wycofaniach wytwórczych mocy w elektrowniach systemowych.

Zakłada się duży udział w produkcji energii z elektrowni wiatrowych.

Ubytki mocy w paliwie istniejących instalacji do 2030 roku – przewidywany jest spadek do ok. 24000 MW (w porównaniu z poziomem 140000 MW w 2007 r.). Natomiast w ubytkach mocy istniejących instalacji elektrycznych przewidywany jest spadek z ok. 35000 MW w 2007 r. do ok. 6000-7000 MW w 2030 roku.

Oszacowano koszt modernizacji w przeliczeniu na 1 kW energii, który kształtuje się na poziomie 1200-1600 euro/kW. Potrzeby finansowe modernizacji konwencjonalnych elektrowni systemowych szacuje się na 50% kosztów postawienia nowych bloków. Porównano potrzeby na modernizację z wprowadzeniem Dyrektywy IPPC i bez – jeśli Dyrektywa nie zostanie wprowadzona, potrzeby wyniosą 5-6 mld euro.

W latach 2011-15 otrzymamy 8-10 mld euro, pełne dofinansowanie z przeznaczeniem na potrzeby finansowe modernizacji konwencjonalnych elektrowni systemowych do 2020 roku wyniesie 11-15 mld euro.

Nie należy przy tym zapominać o wysokich kosztach zmian mocy wytwórczych energii elektrycznej (17–19 mld euro), z czego ogromna większość będzie przeznaczona na

budowę elektrowni jądrowej (1600 MW – 4,8-7 mld euro) i elektrowni wiatrowych (2420-2620 MW – 12,5 mld euro) – jednak w dalszej perspektywie ta inwestycja będzie bardzo opłacalna.

Nowa Dyrektywa unijna nakłada na wszystkie podmioty sektora energetycznego obowiązek zmniejszenia emisji przemysłowych, czyli modernizacja infrastruktury jest absolutnie niezbędna.

Prof. Zygmunt Maciejewski wypowiedział się na temat potrzeb inwestycyjnych sieci elektroenergetycznych.

W latach 1995 – 2008 przyrost długości wszystkich linii krajowego systemu przesyłowego, które mają decydujący wpływ na bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, wyniósł 4,0 %. W tym samym okresie produkcja energii elektrycznej wzrosła o 11,9 %, a jej zużycie o 13,3 %. Nastąpiło zatem dalsze zwiększenie niedoinwestowania krajowego systemu przesyłowego. Wzrost dysproporcji między systemem przesyłowym a produkcją energii elektrycznej są przyczynami znacznych strat przesyłowych i zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Istnieje ponadto znaczna dysproporcja między krajowym systemem przesyłowym najwyższych napięć a elektroenergetyczną siecią europejską.

Polska posiada kilka połączeń transgranicznych:

- z Niemcami: 4 linie 400 kV (z czego dwie pracują na napięciu 220 kV),
- z Czechami i Słowacją: 4 linie 400 kV i 2 linie 220 kV,
- ze Szwecją: 1 linia prądu stałego (kabel podmorski 450 kV),
- z Ukrainą: 1 linia 220 kV.

Dwa połączenia: Białystok – Roś (Białoruś) – 220 kV i Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina) 750 kV są wyłączone z ruchu. Konieczna jest zatem budowa nowych powiązań transgranicznych w relacji: Ełk – Litwa, Białystok – Białoruś, Poznań – Niemcy. Takie połączenia zwiększyłyby nasze bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

Zdaniem prof. Z. Maciejewskiego rzeczywiste krajowe roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 roku nie powinno przekroczyć 185 [TWh]. Konieczne zatem będzie do 2030 roku wybudowanie około 2500 km nowych linii 400 kV i około 20 stacji o górnym napięciu 400 kV. Przy tej prognozie łączne nakłady inwestycyjne związane z rozwojem sieci do 2030 roku będą kształtowały się na poziomie około 21 mld zł. Szacuje się, że budowa linii najwyższych napięć ok. 4 mln zł/km, a budowa jednej stacji najwyższych napięć 400 kV około 50 mln zł. Jest to kwota około 11 mld zł. Pozostałe 10 mld zł. należy przeznaczyć na modernizację i rozbudowę sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

Zakres modernizacji krajowego systemu przesyłowego jest uwarunkowany oceną stanu poszczególnych elementów sieci. Szacuje się, że średni czas sprawności eksploatacyjnej głównych elementów sieci przesyłowej, tzw. czas życia wynosi:

- linie 220 kV około 12 lat,
- linie 400 kV około 22 lat,
- transformatory sieciowe około 26 lat.

Ocenia się, że średni wiek krajowej infrastruktury przesyłowej wynosi około 40 lat.

Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej będą uwarunkowane lokalizacją pierwszej krajowej elektrowni jądrowej. Możliwość bezpiecznego i niezawodnego wyprowadzenia mocy z tej elektrowni będzie czynnikiem decydującym o jej lokalizacji. Dla bezpiecznego wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej o mocy 3200 MW (2 x 1600 MW) niezbędne będzie wybudowanie przynajmniej ośmiu linii 400 kV.

Stan sieci, szczególnie w Polsce Północnej, gdzie prawdopodobnie będzie budowana pierwsza elektrownia jądrowa, uniemożliwi przyłączenie tej elektrowni do krajowego systemu przesyłowego. Rozbudowa infrastruktury sieciowej w tym rejonie do 2030 roku musi nie tylko zapewnić możliwość wprowadzenia do systemu mocy z elektrowni jądrowej, ale również zapewnić warunki przyłączenia elektrowni wiatrowych, których łączna moc będzie wówczas wynosiła około 5000 MW. Będzie to moc większa od mocy elektrowni jądrowej.

Zdaniem prof. Z. Maciejewskiego wybudowanie nowych linii 400 kV do wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej może okazać się trudniejsze niż wybudowanie i uruchomienie samej elektrowni, przy czym dodatkowym utrudnieniem przy rozbudowie sieci będą problemy związane z uzyskaniem zezwoleń na budowę. Wymagana jest zatem zmiana odpowiednich przepisów legislacyjnych w tym zakresie.

Pan dr Sławomir Pasierb przedstawił prezentację na temat potrzeb inwestycyjnych polskiej energetyki związanych z poprawą efektywności energetycznej.

Wyeksploatowane i mało efektywne urządzenia wytwórcze i przesyłowe prowadzą do zwiększenia kosztów wytwarzania energii, modernizacja i budowa nowych jednostek i sieci przesyłowych to również wyższe ceny energii, natomiast efektywność energetyczna prowadzi do obniżenia kosztów energii w gospodarce. Scenariusz opracowany przez Fundację na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii zakłada pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przy możliwie najniższych kosztach, jest technicznie wykonalny i realizuje cele ETS (tj. redukcję emisji CO₂ o 21% do 2020 r.). Należy znaleźć najlepszą możliwą równowagę między inwestycjami po stronie podaży i popytu energii, doprowadzając przez skuteczną i zintegrowaną politykę energetyczną i jej instrumenty do realizacji scenariusza – zestawu opcji, dającego możliwie najniższe koszty zaopatrzenia w energię.

Zracjonalizowane zapotrzebowanie na energię powinny zaspokajać istniejące zmodernizowane i nowe elektrownie węglowe oraz gazowe przy dużym udziale źródeł energii odnawialnej, czyli elektrowni biomasowych i wiatrowych.

Należy dobrze rozważyć, jakie technologie wybrać, jakie trzeba ponieść nakłady inwestycyjne, paliwowe i operacyjne, żeby minimalizować spodziewany znaczący wzrost kosztów energii – to wyzwanie dla sektora energetycznego, szczególnie w warunkach dużej niepewności przyszłego rynku paliw i CO₂.

Wg szacunków FEWE do 2020 roku potrzeby inwestycji w nowe zasoby energii elektrycznej (SSM i DSM) wyniosą 19 mld zł rocznie, przy czym średni jednostkowy koszt

inwestycyjny pozyskania 1TWh nowego zasobu wynosi 1,70 mld zł, zaś potrzeby inwestycyjne w poprawie efektywności energii cieplnej - 24 mld zł rocznie. Skalę wyzwań inwestycyjnych wyznacza zestawienie: ogółem na wszystkie inwestycje w 2008 r. wydano 213 mld zł, przy czym na inwestycje w zaopatrzeniu w energię w latach 2006-2008 przeznaczono 8-10 mld zł, a wydatki gospodarstw domowych na energię wynosiły w roku 2008 wyniosły 15 mld zł.

Pan Grzegorz Wiśniewski omówił zagadnienia związane z odnawialnymi źródłami energii. Do końca czerwca 2010 roku Ministerstwo Gospodarki musi przedstawić Komisji Europejskiej plan strategiczny dotyczący rozwoju OZE do 2020 r. Jest to bardzo ważny dokument, gdyż należy mieć świadomość, iż nieuwzględnienie jakichkolwiek typu inwestycji w tym planie spowoduje, że nie będą one objęte systemem wsparcia i inwestycje takie będzie bardzo trudno zrealizować.

W 2001 roku Sejm RP przyjął rządowy plan dotyczący strategii rozwoju energetyki odnawialnej do 2010 roku. Przez kolejne 5 lat działania rządu były zgodne z przyjętą strategią inwestycji. Nierozstrzygniętym problemem dotyczącym inwestycji w tym dokumencie była wymagana ilość energii elektrycznej w 2010 roku. Od 2005 roku, pod wpływem ustaleń w traktacie akcesyjnym realizowano plan zwiększenia udziału energii pochodzącej z OZE z 2,5% do 7,5% w bilansie energii pierwotnej za ok. 20 mld zł, deklarując 15-17% udział środków publicznych, w tym cel sektorowy na 2010 r. dla zielonej energii elektrycznej wynoszący także 7,5% w bilansie zużycia energii elektrycznej z OZE

Podsumowując mijającą dekadę, można już stwierdzić, że Polska nie osiągnie założonego celu w zakresie zielonej energii elektrycznej. Wiele wskazuje na to, że dotychczasowy system wsparcia jest nieadekwatny, nieefektywny i promuje mało perspektywiczne technologie.:

Wspierając współspalania, marnujemy deficytowe paliwo, jakim jest biomasa. Dodatkowo blokowany jest rozwój nowych mocy w bioenergetyce (CHP i ciepłownictwo).

Tym sposobem nie uzyskano też wysokiego efektu ekologicznego wymaganego pakietem klimatycznym.

Wsparcie systemem zielonych certyfikatów dla dużej, zamortyzowanej i ciągle znajdującej się w gestii skarbu państwa energetyki wodnej jest kosztem konsumenta energii i nie przekłada się na nowe inwestycje. Niedostateczne jest wykorzystanie dużego i zróżnicowanego w Polsce potencjału innych odnawialnych zasobów: energii wiatru, słonecznej, geotermii płytkiej, nastąpiła też stagnacja w zwiększaniu udziału OZE w bilansie kraju, liczonego wg nowej dyrektywy 2009/28/WE, natomiast możliwości rozwoju i wdrażania innowacji nie są wykorzystywane. Wstępne szacunki nakładów inwestycyjnych (wg IEO'2008) na osiągnięcie 15% udziału energii z OZE w 2020 r. wynosi ok. 90 mld zł.

Nadzieje budzi jest rozwój inwestycji w wykorzystanie energii słonecznej, ok. 140 MW mocy cieplnej w 2009 r. (roczne obroty na rynku krajowym, bez eksportu, ok. 500 mln zł) oraz umiarkowane postępy nowych mocy w energetyce wiatrowej (163 MW w 2008 i 273 MW w 2009) i znaczące portfolio (70 GW) coraz lepiej przygotowanych projektów – 300 nowych projektów budowy biogazowni, 30 zaawansowanych projektów (ok. 30 MW), możliwych do realizacji w latach 2010/2011.

Pojawia się pytanie: jak optymalizować inwestycje OZE do 2020 i czynić je efektywnymi?

Kluczowym elementem Pakietu klimatycznego UE jest wdrożenie dyrektywy 2009/28/WE – dobre wdrożenie i dobry „Plan działań na rzecz OZE do 2020 r.” oznacza także efektywną i skuteczną realizację celu związanego z redukcją emisji CO₂. Liczy się efekt całościowy, a nie w wybranych sektorach: zielonej energii elektrycznej, biopaliw i zielonego ciepła.

Należy zmniejszyć presję na wykorzystanie biomasy (aktualna Polityka energetyczna proponuje 84% w zielonym energy mix w 2020 r., podczas gdy obecnie jest 63% w UE i ten udział szybko spada) i otworzyć się na perspektywiczne obszary, np. morską energetykę wiatrową na Bałtyku (projekt o charakterze cywilizacyjnym, równoważny z energetyką

jądrową, możliwe jest w tym przypadku zaangażowanie środków UE i EIB).

Należy wprowadzić wsparcie dla mikrogeneracji (biogaz, małe elektrownie wiatrowe, także systemy fotowoltaiczne po stronie zmniejszania popytu na energię z KSE) i produkcji zielonego ciepła (energia słoneczna, geotermalna). Wymagany jest rozwój sieci z uwzględnieniem potrzeb OZE oraz efektywne wykorzystanie środków NFOSiGW do 2013 r. (ok. 4 mld zł to środki pozwalające kształtować rynek) oraz funduszy UE do 2012 r. (ok. 2 mld zł) wyłącznie na OZE, w tym małoskalowe, oraz rozwój sieci dla potrzeb OZE.

Obecnie przy nadmiernym wsparciu dla współspalania systemem zielonych certyfikatów dla dużej energetyki, zbyt małe jest wykorzystanie innych OZE: energii wiatrowej, słonecznej, geotermii – ogólnie panuje stagnacja w zwiększaniu udziału OZE w produkcji energii.

Niedoinwestowanie sektora OZE jest w naszym kraju jest coraz większe i coraz bardziej odbiegamy od trendów w UE – trzeba patrzeć nie na koszty dzisiejsze, ale na te, które będą za 20-30 lat. W krajach Unii Europejskiej 61% inwestycji w energetykę przeznaczają się na potrzeby energii odnawialnych i ten trend się systematycznie pogłębia.

Optymalizacja inwestycji w OZE do 2020 roku to inwestowanie w OZE korzystające z największych i najtańszych odnawialnych zasobów energii (do jakich np., nie należy biomasa leśna czy rośliny energetyczne, ale energia wiatrowa, słoneczna i geotermalna oraz tanie w pozyskaniu czyste odpady organiczne), rozwój sieci przesyłowych z uwzględnieniem OZE oraz wsparcie dla mikrogeneracji i produkcji zielonego ciepła. Aby OZE mogły odgrywać strategiczną rolę w dostarczaniu energii, wymagane jest mikrofinansowanie i większe uwzględnienie znaczenia tzw. „małych technologii” o wielkim potencjale replikacyjnym i wsparcie dla dobrze wybranych dużych projektów, typu morskie elektrownie wiatrowe jako przykład inwestycji o charakterze cywilizacyjnym, która wymaga zaangażowania państwa.

SESJA II: MOŻLIWOŚCI

Sesję II debaty na temat **możliwości** poprowadził **prof. Marek Wierzbowski**. Jako pierwszy wystąpił **Pan Marcin Zieliński**, który przedstawił ocenę potencjału inwestycyjnego spółek energetycznych Skarbu Państwa.

Skarb Państwa robi wszystko, żeby prywatyzacja była autentyczna. Wszelkie decyzje są podejmowane w sposób transparentny, zaś poszczególne oferty nabycia spółek od Skarbu Państwa są podejmowane w oparciu o wewnętrzne analizy poszczególnych podmiotów biorących udział w procedurze prywatyzacyjnej. Obecnie trwają prace nad prywatyzacją ENERGI, jednak przetarg nie został jeszcze ogłoszony.

Jeśli chodzi o możliwości inwestycyjne – konieczność inwestycji jest niezbędna, gdyż rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Oczekuje się, że inwestycje w energetykę zostaną przeprowadzone przez podmioty będące własnością Skarbu Państwa. Jednak plan zakłada, że do końca roku podmiotem, w którym Skarb Państwa zachowa 51% udziałów będzie PGE Polska Grupa Energetyczna, nad spółką Tauron Polska Energia będzie kontrola korporacyjna, natomiast dla ENEI i ENERGI przewiduje się inwestorów branżowych. Skarb Państwa nie zapomina również o konieczności poważnych inwestycji w sieci przesyłowe, ponieważ poziom dekapitalizacji sieci wynosi 75%.

Dlaczego zagraniczni inwestorzy nie angażowali się dotychczas w oczekiwany stopniu w budowę nowych mocy wytwórczych? Z punktu widzenia inwestorów zagranicznych inwestycje w Polsce są niepewne ze względu na sytuację i warunki brzegowe, m.in. jak będzie wyglądać w przyszłości problem z emisją CO₂. Ponadto istotnym były również regulowane ceny energii. Przed nami pozostał jeszcze ostatni etap uwolnienia cen dla gospodarstw domowych.

Kolejny problem – czy polskie firmy energetyczne mają zdolność sfinansowania inwestycji określonych w strategii (szacunkowy koszt ok. 90 mld zł)? Własnymi siłami na pewno nie, a banki stawiają przed nimi duże wymagania. Wiadomo, że cena energii elektrycznej w Polsce wzrośnie, chociaż i tak już pod względem jej wysokości zajmujemy

3 miejsce w Europie po Włoszech i krajach Nord Pool'u.

Jeśli chodzi o plany na rzecz rozwoju energetyki, cierpimy na brak wystarczającej ilości połączeń z Zachodem, trzeba też wznowić połączenia z sąsiadami wschodnimi.

W fazie realizacji są inwestycje m.in. w Bełchatowie (nowy blok ponad 800 MW do 2011 r.), Opolu, Kozienicach, wspólna inwestycja budowy bloku gazowego Tauronu i PGNiG. ENERGA Gdańsk (podobnie jak wiele innych firm) również podjęła decyzje inwestycyjne. Z pewnością w Polsce powstanie również elektrownia jądrowa. Plany podmiotów nad, którymi kontrolę sprawuje Skarbu Państwa są ambitne, ale nie wszystko uda się sfinansować własnymi siłami – tu ogromną rolę do odegrania mają banki.

W tym momencie **Prof. Krzysztof Żmijewski** wtrącił pytanie: Czy jest świadomość, że wykorzystanie środków „zdjętych” z giełdy przez PGE na zakup ENERGI tak naprawdę może zniweczyć program jądrowy? Profesor poddał w wątpliwość, czy następni akcjonariusze zechcą kupować akcje kompanii, która miała inwestować w majątek trwały, a inwestuje w coś zupełnie innego co również wymaga inwestycji. W chwili obecnej pieniądze z giełdy trafiają do PGE, stąd poprzez zakup do Skarbu Państwa, a z raportu Pana Dyrektora Zielińskiego wynika, że brakuje pieniędzy na inwestycje. Wartość sektora to ok. 16 mld euro, poziom zadłużenia - ok. 13 mld, a niezbędny poziom inwestycji w źródła systemowe to 22,5 mld. Skąd wziąć pieniądze? Twierdzenie, że przyniesie je inwestor zagraniczny jest absurdalny, bo inwestor nigdy nie dołoży, jeśli nie widzi zysku. Trzeba znaleźć inny sposób finansowania, w szczególności pilnować, żeby nie spadła wartość firm na giełdzie.

Skarb Państwa jest właścicielem, i jako właściciel decyduje o kierunku inwestycji i sposobie wydawania pieniędzy.

Odpowiedzi podjął się **Pan Grzegorz Wiśniewski**: Taka świadomość zawsze jest, a poza tym żeby zarobić, trzeba najpierw zainwestować. Podobnie jest z inwestorami zagranicznymi – nikt nie zainwestuje pieniędzy, jeśli na tym nie zarobi. I jest to normalna sytuacja.

Pytanie z sali: Ogłoszono przetarg na Elektrownię Opole blok 5 i 6, były różne propozycje jaka to będzie moc, prawdopodobnie 800 do 900 MW. Wydaje się, że tam miały być bloki ciepłownicze. Jeśli w tej chwili moc Elektrowni Opole wynosi 1560 MW, to tam 4000 MW ciepła idzie w powietrze, czyli powtarzany jest ten sam błąd, co w Elektrowni Turów. Zainwestowano w bloki ciepłownicze, które mają moc 420 MW, a obecnie jest przyłączonych 80 MW (po tak długim okresie modernizacji). Czy ten błąd Elektrowni Opole zostanie powtórzony?

Odpowiedź **Pana Marcina Zielińskiego**: To nie był błąd, ale brak zapotrzebowania na ciepło, ponieważ Czesi nie chcieli go kupić. Jednak te kwestie są poddawane analizie. Poza tym to zarządy elektrowni ponoszą odpowiedzialność w takiej sytuacji. Są pewne pomysły jak ten problem rozwiązać, ale jest to domena rządów.

Pytanie **Pana Pawła Kukli**: Czy zmiany, które mają ułatwiać inwestycje, będą skuteczne? Są problemy z przesyłami, instalacją na prywatnych gruntach. Czy wprowadzenie prawa do zabudowy ułatwi prowadzenie inwestycji? Czy nowelizacja dotycząca praw publicznych zniweluje możliwość właścicieli gruntów odwoływania się od decyzji?

Odpowiedź **Pana Marcina Zielińskiego**: To pytanie powinno być skierowane nie do Ministerstwa Skarbu Państwa, ale do Ministerstwa Infrastruktury. Wiemy, że istnieją pewne ułomności w systemie prawnym, jeśli chodzi o pozyskiwanie terenów pod inwestycje - znamy problem gminy Kórnik. Ministerstwo otrzymuje setki pism zrozpaczonych ludzi, rolników, właścicieli działek, którym postawiono słupy na polu, nic z tego nie mają i powinni dostać wysokie odszkodowania. Ale to jest kwestia prowadzenia odpowiedniej polityki, dostosowania systemu prawnego, odpowiedzialności każdej ze spółek zajmujących się działalnością energetyczną. Ministerstwo Skarbu Państwa nie ma aż takiej mocy sprawczej i nie prowadzi działalności nakazowej. Są przecież przejrzyste procedury korporacyjne w każdym z tych podmiotów.

Pytanie z sali: Ustawa o zamówieniach publicznych ogranicza duże inwestycje, funkcjonuje fikcyjne dofinansowanie. Obligacje podnoszą koszty i komplikują kredytowanie.

Odpowiedź: System finansowania obligacjami jest tańszy niż kredyty. Jeśli chodzi

o zamówienia publiczne – trudniej się prowadzi działalność inwestycyjną. Kredyt wymaga dostosowania do ustawy o zamówieniach publicznych, obligacja – nie, co oznacza, że ustawa ma lukę w prawie i trzeba się tym zająć.

SESJA III: WARUNKI

W sesji III, poprowadzonej przez **dr Dariusza Ledworowskiego**, na temat **warunków** wypowiedzieli się przedstawiciele rynku bankowego i kapitałowego.

Jako pierwszy zabrał głos **prof. Alfred Janc**, który przedstawił prezentację zatytułowaną „Inwestycje i wzrost a stabilność gospodarki”. Przypomniął, że bez wzrostu nie ma nic: rozwoju, prestiżu, inwestycji. Inwestycje mają ogromny wpływ na wzrost gospodarczy. Pytanie: jak je finansować? Tu pojawia się bank – jako kredytodawca i jako pośrednik.

Kredyt to transmisja do gospodarki pieniądza kredytowego - może wtedy dojść do zaburzeń wynikających z inflacji, a z niej trudno wyjść.

Ranga władzy monetarnej jest bardzo duża – rolę banku centralnego, NPB, jest odpowiedzialność za wartość pieniądza, utrzymywanie stabilnego poziomu cen, a także inne cele, m.in. wspieranie polityki gospodarczej rządu, o ile nie narusza to celu pierwszego. Czyli wartość pieniądza przede wszystkim, ale jeśli nie jest zagrożony, trzeba wspierać politykę gospodarczą (zwalczanie bezrobocia, ekspansja gospodarcza).

Kryzys spowodował pewne przewartościowania. NBP wyszedł naprzeciw potrzebom gospodarki, odgrywając aktywną rolę w utrzymaniu stabilności finansowej.

Jeśli chodzi o nowe inwestycje energetyczne, wszystko zależy od banków, ich „apetytu” na ryzyko.

Pan Krzysztof Pietraszkiewicz omówił potencjał inwestycyjny polskiego sektora finansowego.

Bez odpowiedniej **wiarygodnej państwowej strategii wieloletniego** rozwoju

gospodarczego **Polski** ,w tym sektora energetycznego, nie znajdzie się żaden **poważny** inwestor w sektorze energetycznym ani nie będzie **dostępna** żadna **znacząca** pomoc zagraniczna.

Banki będą systematycznie pracować nad **dostarczaniem ekspertyzy** ,przepływem informacji w celu **sprzyjania rozwojowi** energetyki. Jednak zdolność **polskich banków** do finansowania rozwoju jest niska. Aktywa polskiego sektora bankowego w stosunku do PKB są bardzo niskie w porównaniu z resztą Europy – zajmujemy przedostatnie miejsce przed Rumunią.

Właściwie prowadzona polityka gospodarcza; monetarna i fiskalna jest warunkiem sine qua non rozwoju gospodarczego i pozyskiwania inwestorów zagranicznych.

Na chwilę obecną w **samych** kredytach **mieszkaniowych** jest „zablokowanych” 220 mld zł. Z pomocą banków można realizować **więc** tylko małe i średnie inwestycje – na wielkie nie ma w **kraju** pieniędzy. **Ale banki uczestniczą i będą uczestniczyć w aranżowaniu finansowania , monitorowaniu procesu kredytowego i jego rozliczaniu.**

Bez dostępu do długookresowego finansowania wewnętrznego i zewnętrznego nie będzie **dynamicznego ,stabilnego ,rozwoju kraju. Potrzebne są programy rozwoju długookresowego oszczędzania, rozwoju współdziałania rynku kredytowego z kapitałowym. Tak więc potrzebne są regulacje umożliwiające bankom emisję listów zastawnych oraz sekurytyzowanie zdrowych aktywów .**

Pan Mirosław Urbański przedstawił alternatywne możliwości finansowania projektów energetycznych z międzynarodowych rynków finansowych.

Rozwój sektora energetycznego to ogromne wyzwanie, a w dużych inwestycjach muszą wziąć udział polskie banki. Raczej nie ma szans na wsparcie inwestorów branżowych – mają własne problemy związane z kryzysem. Z kolei największe zagraniczne sektory energetyczne również najpierw muszą się uporać ze skutkami kryzysu. Trzeba przyjrzeć się

możliwościom, jakie daje rynek kapitałowy.

Czy kredyty, czy obligacje – to bez znaczenia. Mogą to być emisje publiczne, prywatne, strukturalne, kredyty transferowalne, obligacje zamienne, finansowanie typu pre-IPO, pożyczki syndykowane, club deals, czy też kredyty bilateralne – możliwości jest wiele. Rynek kapitałowy będzie wyznaczał prymat poszczególnych projektów.

Kredyty są wprawdzie łatwiejsze do uzyskania, ale wiążą ręce biorcy, w przypadku obligacji – prywatnych czy publicznych – zawsze znajdą się inwestorzy.

Kredyt nie jest jedyną formą wsparcia inwestycji – rynek kapitałowy ma dużo większe możliwości, szczególnie dla małych i średnich inwestycji. Należy przy tym pamiętać, aby w procesie finansowania nie doprowadzić do dewaluacji wartości spółki.

Energetyka to bardzo dobre aktywa, przez wiele lat niedoceniana, teraz ma swój czas, który potrwa wiele lat, a z kryzysu wyjdzie obronną ręką.

Podsumowując – nie finansowanie, ale przygotowanie dobrych projektów jest wyzwaniem.

Pan Tomasz Matulka omówił euroobligacje jako źródło finansowania zewnętrznego inwestycji energetycznych. W jego ocenie istnieją szerokie możliwości finansowania sektora energetycznego przez światowe rynki kapitałowe poprzez emisję euroobligacji.

Jest faktem, że zagraniczny rynek kapitałowy sam szuka możliwości inwestowania i zwraca uwagę na sektor energetyczny, uznawany przez inwestorów jako jeden z najbardziej bezpiecznych sektorów, zaraz po tzw. ‘sovereigns’ czyli emisjach państw. To szansa również dla polskich firm energetycznych. Sprzyja temu także fakt, że Polska jako jedyny kraj w UE zanotowała wzrost gospodarczy w ubiegłym roku, oparła się kryzysowi finansowemu oraz utrzymała wysoki rating inwestycyjny, na poziomie ‘A-’. Rynek euroobligacji został w Polsce dostrzeżony, ale jest mało wykorzystywany. Aby skorzystać z euroobligacji, polskie firmy

najpierw muszą uzyskać rating od jednej z agencji ratingowych – niektóre firmy z sektora już go mają lub są w trakcie uzyskiwania, bądź też przymierzają się do tego zadania.

Korzyści z emisji euroobligacji są ogromne. Pozwalają uzyskać dostęp do znacznego finansowania na dłuższy okres czasu, nawet na 15-25 lat, dywersyfikują źródła finansowania, oraz wprowadzają firmę na rynki międzynarodowe.

HSBC jako jeden z najsilniejszych banków globalnych oraz lider na rynku euroobligacji chętnie zostanie partnerem dla polskich firm energetycznych na rynku euroobligacji. Współpracuje już z podobnymi firmami w innych krajach (CEZ, Areva, Electricité de France).

Pan Jacek Zwierzchowski omówił finansowanie inwestycji w energetyce w drodze emisji obligacji. Jako instrumenty dłużne średniego i długoterminowego finansowania wymienił kredyty inwestycyjne oraz nieskarbowe papiery dłużne. Nabywcami obligacji korporacyjnych (przy pewnych ograniczeniach) są banki, towarzystwa ubezpieczeniowe, fundusze inwestycyjne i fundusze emerytalne.

Niepubliczne obligacje korporacyjne mogą być niezabezpieczone (notowane na Bond Spot Catalyst lub emitowane przez spółki, których akcje są notowane na rynku regulowanym) lub zabezpieczone na majątku emitenta. Zaletami takich obligacji są m.in.: szybki i prosty sposób przygotowania emisji, niskie wymogi informacyjne, wyższa płynność w porównaniu z kredytami, niższe koszty przygotowania emisji (w porównaniu do emisji w ofercie publicznej), większa ilość potencjalnych inwestorów, możliwość realizacji zysków przed terminem zapadalności.

Pan Tadeusz Kuczborski omówił wpływ sytuacji na rynkach finansowych na możliwości finansowania sektora energetycznego.

Na dzień dzisiejszy 70% banków w Polsce jest powiązanych z kapitałem zagranicznym – wszystkie ograniczają akcje kredytowe, co jest związane z ich awersją do ryzyka. Nastąpiła stagnacja project finance w Polsce, poza elektrowniami wiatrowymi.

Atrakcyjność polskiego rynku determinują jednak dobre wskaźniki makro, wysokie prognozy wzrostu dla rynku energii, wysoki potencjał prywatyzacyjny polskiej energetyki i niskie zużycie energii elektrycznej per capita, a przede wszystkim wzrost urynkwienia i ekonomizacja sektora energetycznego. Dodatkową determinantą jest fakt, że Polska jest największym nowym krajem Unii Europejskiej.

Polska energetyka ma jednak także minusy, które zniechęcają banki do jej finansowania: cena rynkowa pokrywa tylko koszty zmienne plus (nie pokrywa kosztów stałych), duże ryzyko regulacyjne (ochrona klienta końcowego, koszty CO₂, przyszłość certyfikatów, a także niedostatki infrastruktury, czyli małe inwestycje w sieci i brak połączeń transgranicznych). Przy takich niedostatkach infrastruktury trudno znaleźć miejsce do alokowania kapitału.

Pan Wojciech Hann omówił finansowanie inwestycji energetycznych w Polsce. Jesteśmy w trakcie procesów prywatyzacyjnych, co przemawia na korzyść, są bowiem kraje w Europie, które wszystko sprywatyzowały. Np. Wielka Brytania zastanawia się jak zachęcić inwestorów-właścicieli sprywatyzowanych firm do inwestycji.

Poprzedni prelegenci promowali obligacje jako formę finansowania energetyki, ale ich zapadalność to 3-7 lat. Okres spłaty inwestycji zaczyna się dopiero po ok. 15 latach i ciągnie się długo, co powoduje nieciągłość odzyskiwania pieniędzy. To nie znaczy, że obligacje są złe, ale nie należy się na nich koncentrować.

Obecnie w Polsce cena energii wynosi 180 zł/MWh – taka cena nie zachęci inwestorów, powinna do 2030 r. wzrosnąć do ok. 400 zł/MWh. To jest problem nie tylko Polski, wszyscy w Europie zastanawiają się skąd wziąć pieniądze na inwestycje w energetykę.

Dodatkowo wytworzyła się luka inwestycyjna zarówno po stronie wytwarzania, jak i dystrybucji/transmisji. Pan Hann uważa, że nakłady na inwestycje w transmisję/dystrybucję oszacowane przez prof. Maciejewskiego w wysokości 10 mld euro są zbyt optymistyczne i zaniżone.

Główne źródła wytwarzania energii to węgiel kamienny i brunatny, i tak będzie nadal, trzeba je jednak zdywersyfikować wykorzystując energetykę odnawialną, głównie elektrownie wiatrowe i jądrową. Przy niedostatku sieci każda nowa elektrownia wiatrowa powoduje jednak ich poważne obciążenie.

Całkowite zapotrzebowanie na restrukturyzację elektrowni włącznie z budową elektrowni jądrowej utrzymuje się na poziomie 28,8 mld euro do 2030 roku. Można zaproponować finansowanie przez obligacje ale raczej należy zastosować project finance, pozyskać kapitał z giełdy oraz wykorzystać środki własne i inwestorów, którzy przyjdą wyłącznie wtedy, gdy poziom cen będzie odpowiadał ich oczekiwaniom. Nikt bowiem nie zainwestuje w polską energetykę, jeśli przez 20 lat będzie tylko tracił, dlatego że ceny nie pozwolą na inwestycje.

Pan Michał Surowski omówił bankowe finansowanie inwestycji energetycznych.

Banki postrzegają sektor energetyczny jako strategiczny rynek wzrostowy i zakładają konwergencję rynków paliw i energii. Aktywa kredytowe energetyki budują zasadniczą część portfela banku, a produkty bankowe mogą być łatwo pakietowane.

Jeśli chodzi o cel finansowania, to podstawową potrzebą jest odtworzenie mocy wytwórczych i odbudowa systemów przesyłu i dystrybucji. Należy jednak rozpatrzyć rodzaj technologii w przypadku mocy wytwórczych, oraz alternatywy inwestycyjne (np. systemy IT, dostawcy urządzeń, bloków, firmy energetyczne w innych krajach regionu itd.). Banki przyglądają się wielu krajom, gałęziom gospodarki i firmom, które oczekują finansowania. Jeśli inni potencjalni klienci mają bardziej stabilny system, to zamiast w energetykę banki zainwestują w autostrady, lotniska, metro, koleje czy obligacje skarbowe.

W jaki sposób rynki zagraniczne przyjmą emitentów obligacji z Polski – w tym roku pokaże emisja papierów PGE.

Inwestorzy kapitałowi myślą o strategii wyjścia z inwestycji, od tego zależy ich zaangażowanie w dany projekt. Ciekawszą formą jest współinwestowanie. Dla banków istotne jest, aby aktywo było finansowane źródłami o podobnych terminach zapadalności. Bank ocenia daną inwestycję przez pryzmat dochodowości ważonej ryzykiem. Ocena ryzyka jest kluczowa, wymaga dezagregacji i kwantyfikacji poszczególnych czynników ryzyka. Obecnie banki niechętnie kredytują inwestycje w energetykę konwencjonalną, ponieważ mają powody do niepokoju ze względu na politykę klimatyczną Unii Europejskiej i jej wpływ na sektor energetyczny, a dodatkowo niepewne jest otoczenie prawne i regulacyjne.

Pan Michał Surowski zwrócił uwagę na wypowiedź Pana Dudzińskiego o rekordowo wysokich wartościach obligacji korporacyjnych w ubiegłym roku. Stwierdził, że banki centralne zaczynają wycofywać pomoc dla sektora bankowego, rynek może zacząć zwalniać gdyż grupy bankowe będą redukować budżety bankowości inwestycyjnej. Z tego też względu, jeżeli ktoś rozważa rynek papierów dłużnych to lepiej się pośpieszyć.

Pan Piotr Piela niestety nie dotarł na debatę, jednakże poniżej zamieszczamy podebatowe oświadczenie ze strony Ernst&Young:

W ocenie Ernst&Young Polska nie uniknie znaczącej przebudowy systemu elektroenergetycznego. Skala potrzeb inwestycyjnych jest na tyle duża, że przedsięwzięcie przed którym stoimy można nazwać reelektryfikacją Polski. Jednym z kluczowych problemów związanych z realizacją tak szerokiego programu inwestycyjnego jest finansowanie. Obecnie wykorzystywane struktury finansowania są w naszej ocenie niewystarczające. Nawet największe polskie firmy energetyczne nie są w stanie realizować tak szerokiego programu inwestycyjnego na bazie bilansu, struktury zbliżone do „project finance” istotnie podnoszą koszt każdego projektu, zaś budżetu krajowego nie stać jest na znaczące dotacje. Przy tej skali przedsięwzięcia standardowe rozwiązania prowadziłyby do istotnego wzrostu cen energii elektrycznej, co mogłoby niekorzystnie wpłynąć na rozwój

gospodarczy Polski.

Właściwe zaadresowanie powyższego problemu wymaga podjęcia wielokierunkowych, skoordynowanych działań, od obniżenia poziomu wymaganych nakładów inwestycyjnych po opracowanie i wdrożenie nowych długoterminowych instrumentów finansowych. Dla sprawnej realizacji całość działań powinna zostać skoordynowana na poziomie Programu Narodowego.

Co więcej, z dniem 1 lipca 2011 na okres 184 dni Polska obejmuje Prezydenturę Wspólnoty Europejskiej. Jest to okres zdecydowanie zbyt krótki na realizację rewolucyjnych programów, natomiast przy odpowiednim przygotowaniu pewne kierunkowe zmiany powinny zostać zainicjowane. I to nie tylko w odniesieniu do faktycznej harmonizacji regulacji, ale również scentralizowania funkcji regulacyjnych i nadzoru, koordynacji zamierzeń inwestycyjnych, a może nawet podobnie do przemysłu lotniczego centralizację badań i rozwoju nowych technologii. I choć energetyka jądrowa jest powszechnie uważana za technologię przyszłości, i to technologia wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla CCS jest obecnie największym technologicznym eksperymentem w skali globalnej.

I na zakończenie, być może okres naszej prezydentury pozwoliłby na weryfikację założeń strategii energetycznej Europy. By bezpieczeństwo dostaw w krajach członkowskich UE było zapewnione, optymalna struktura wytwarzania energii elektrycznej powinna być rozważana z perspektywy europejskiej. A jeśli tak, to polska energetyka konwencjonalna całkowicie oparta na lokalnych zasobach paliwa, jest Europie potrzebna, zaś koszt opłat środowiskowych powinien być ponoszony solidarnie przez kraje członkowskie, co w istotnym stopniu wpłynęłoby na skalę inwestycji polskiego systemu elektroenergetycznego.

SESJA IV: CZY ISTNIEJE ROZWIĄZANIE

Sesję IV odpowiadającą na pytanie **czy istnieje rozwiązanie**, poprowadził **Pan dr Dariusz Ledworowski**.

Występujący w tej sesji **prof. Krzysztof Źmijewski** stwierdził, że możliwością rozwiązania sytuacji i szansą na sukces dla polskiej energetyki są błękitne certyfikaty.

Infrastruktura polskiej energetyki coraz bardziej się starzeje. Tempo rozbudowy infrastruktury nie jest proporcjonalne do tempa starzenia się istniejących bloków i instalacji. Nie mamy do czynienia z reprodukcją prostą, ale ujemną, czyli dewastacją, ponieważ z roku na rok wartość majątku spada. Jest to główna bolączka polskiej energetyki. Problemem jest ubytek mocy i dekapitalizacja. Nowe moce z Łagiszy II, Pątnowa II i Bełchatowa II to 1757 MW, a w rzeczywistości potrzeba dużo więcej - 3000-5000 MW.

Jak wiadomo, potrzeby inwestycyjne sektora energetycznego są ogromne, ale nie zmusimy nikogo, żeby dał na to pieniądze. Gdyby dał je rząd, pojawiłaby się hiperinflacja, co mogłoby przekreślić możliwość wprowadzenia w Polsce euro w planowanym terminie. Same sieci można sfinansować z podniesionych opłat za przesył. Do 2015 roku jednak potrzeba ok. 25 mld euro na inwestycje w samej energetyce, łącznie z sieciami i efektywnością. Przy czym inwestycje w samą energetykę nie wystarczą, ponieważ musimy równocześnie wyłożyć środki na rozbudowę infrastruktury kolejowej czy ciepłownictwo.

Nie da się tego sfinansować długiem, czy to w postaci obligacji, euroobligacji, kredytu, czy pożyczki. Rozwiązaniem może być nowy system przepływu pieniądza – błękitne certyfikaty związane z energią ze źródeł nowych lub zmodernizowanych. Pieniądze z certyfikatów muszą zostać przeznaczone na określone cele. W systemie certyfikatów ten, kto uzyskał zysk, musi zainwestować. Jeżeli nie zrealizuje inwestycji, nie otrzyma pieniędzy.

Trzeba znaleźć dodatkowy strumień pieniędzy na nowe przedsięwzięcia – wszystkie spółki Skarbu Państwa notowane na giełdzie będą musiały inwestować w stopy zwrotu, a nie wg wskazań politycznych, ponieważ nie wolno inwestować tam, gdzie jest gorzej, tylko tam, gdzie jest lepiej.

CZĘŚĆ II. DYSKUSJA

W dyskusji na zakończenie debaty swój głos oficjalnie zapowiedzieli:

- **Piotr Kwiatkowski**, Dyrektor Generalny Crédit Agricole Corporate & Investment Bank SA, Oddział w Polsce;
- **Mirosław Dudziński**, Dyrektor, Przedsiębiorstwa i Jednostki Samorządowe, Kraje Europy Środkowej i Wschodniej, Fitch Polska S.A.

Pan Piotr Kwiatkowski stwierdził, że podczas wystąpień nie padła ostateczna odpowiedź na pytanie: obligacje czy kredyty? Zdaniem Pana Kwiatkowskiego w grę wchodzi i jedno, i drugie rozwiązanie. Potrzeby wynoszą 20-30 a nawet 70 mld euro. Jedynym wyjściem jest zaciągnięcie długu na bilans najlepiej w postaci obligacji. Można następnie wykorzystać część tych środków na finansowanie inwestycji w modelu *project finance*. Należy pamiętać jednak, że obligacje i kredyty to dwa różne produkty. W przypadku obligacji bank jest wyłącznie pośrednikiem, nie wykłada własnych środków i nie ponosi żadnego ryzyka i jest pośrednikiem między inwestorem finansowym a klientem. W przypadku *project finance* bank wykłada własne pieniądze. Termin zapadalności obligacji to maksymalnie ok. 7 lat, dłuższy termin to obligacje „śmieciowe” znacznie wyżej oprocentowane niż euro obligacje. Kredyt inwestycyjny może być dostępny nawet z terminem spłaty 20 – 25 lat. Jesteśmy w stanie częściowo długiem, kapitałem i środkami pomocowymi uzyskać do 30 mld euro na potrzeby polskiej energetyki. Strategia finansowania energetyki musi być jednak dobrze przemyślana. Pan Kwiatkowski sugeruje, że dobrym rozwiązaniem byłby mix inwestycyjny. Odpowiedź na postawione na wstępie pytanie brzmi więc, iż obie formy pozyskiwania funduszy kredytowych – obligacje i kredyty inwestycyjne (w tym w formule *project finance*) muszą być wykorzystywane przez polski sektor energetyczny.

Pan Mirosław Dudziński (Fitch Ratings) zwrócił uwagę dlaczego rating jest ważny dla rynków finansowych. Otóż kredytodawcy, czyli banki udzielające kredytów i inwestorzy

obejmujący obligacje w wielu przypadkach nie są w stanie monitorować sytuacji kredytobiorcy, ponieważ albo nie mają odpowiednich analityków albo nie mogą takowych zatrudnić. Tę lukę wypełniają agencje ratingowe, które nie tylko dokonują oceny wiarygodności kredytowej podmiotu, ale przede wszystkim monitorują jej sytuację i jeśli zachodzi konieczność dokonują zmiany ratingu lub jego perspektywy, podając tę informację do wiadomości publicznej. Poziom ratingu ma z kolei wpływ na koszty pozyskiwanego finansowania i oczekiwane przez kredytodawcę zabezpieczenia.

Dla agencji ratingowych tak jak dla banków sektor elektroenergetyczny jest bardzo stabilny i przewidywalny, w związku z czym większość ocenianych przez Fitch Ratings firm z tego sektora ma wysokie ratingi na tzw. poziomie inwestycyjnym.

Warto zauważyć, że w zeszłym roku wartość obligacji emitowanych przez firmy na świecie przekroczyła po raz pierwszy wartość kredytów udzielonych przez banki przedsiębiorstwom. Firmy bowiem zostały przez kryzys zmuszone do poszukiwania innych źródeł finansowania, w tym emisji obligacji lub podjęły decyzję o dywersyfikacji zadłużenia. Z drugiej strony inwestorzy zwiększyli apetyt na ryzyko i uznali, że najgorsze już za nami. Dobrym przykładem jest CEZ, który coraz aktywniej finansuje swoją działalność emitując obligacje. Z kolei w niemieckim sektorze elektroenergetycznym w ostatnim czasie emitowane były obligacje o zapadalności nawet 38 lat, co aktualnie nie jest dostępne w kredycie bankowym.

W Polsce rating ma PGE (BBB+). Rating ten jest tylko o jeden stopień niższy od ratingu Polski oraz uwzględnia planowane przez spółkę zwiększenie zadłużenia do 2,5 x EBITDA. Ostatnio opublikowaliśmy również rating Taurona na poziomie BBB, czyli tylko 2 stopnie niżej o ratingu kraju.

Prof. Zygmunt Maciejewski powiedział, że dyskusja o finansowaniu energetyki prowadzona jest przy założeniu, że do 2030 roku zapotrzebowanie wyniesie 217 TWh, a on sam uważa, że prognoza ta jest zbyt wysoka, nierealna i utrzyma się na poziomie ok. 180 TWh. Powstaje pytanie o sposób finansowania przy niższym zapotrzebowaniu

na energię.

Jeśli na linii Ostrów-Poznań, budowanej od 17 lat, uda się zbudować potrzebną ilość linii, będzie to wielki sukces. Trzeba opracować realną prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną przez 2-3 zupełnie niezależne zespoły, bo może się okazać, że w 2030 roku zapotrzebowanie utrzyma się na obecnym poziomie.

Pan Michał Surowski zwrócił uwagę na wypowiedź Pana Dudzińskiego o rekordowo wysokich wartościach obligacji kapitałowych w ubiegłym roku. Stwierdził, że banki centralne zaczynają wycofywać pomoc, rynek może zacząć zwalniać, dlatego należy rozważyć rynek papierów dłużnych.

Pan Jerzy Majcher stwierdził, że banki będą potrzebowały profesjonalnego wsparcia w zakresie doradztwa technicznego, dającego komfort wiedzy, czy projekt jest odpowiednio przygotowany i gwarantuje skuteczną realizację. Ważna jest kwestia racjonalizacji i profesjonalizmu działalności banków inwestujących w projekty. Doradcy muszą znać realia rynku danego kraju. „Project finance” musi stać się dozwoloną pomocą finansową w Unii Europejskiej.

Na koniec wypowiedzi dodał, że linie przesyłowe w Polsce były niegdyś chyba najnowocześniejsze w Europie, jednak obecnie przestarzała sieć nie będzie w stanie odebrać energii z elektrowni wiatrowych.

Pani Maria Olsson zwróciła uwagę na fakt, że nie ma instrumentów zachęcających firmy energetyczne do inwestycji w energię odnawialną i „waste-to-energy”, szeroko wykorzystywaną w Szwecji. Finansowanie na zasadzie 30/70 – duża „4”, czyli największe spółki energetyczne nie chcą inwestować w technologie energetyki odnawialnej, ale chętni są mali inwestorzy, jednak ich na to nie stać. W Polsce brakuje kapitału ryzyka (jak w Szwecji). Największym ryzykiem jest w Polsce nieotrzymanie pozwolenia budowlanego, ponieważ

wcześniej zainwestowane pieniądze mogą przepaść. Brakuje instytucji, które by zniwelowały to ryzyko. W Szwecji rozwiązano ten problem w taki sposób, że to państwo jest gwarantem powodzenia inwestycji, zwiększa też dostępność nowych inwestycji.

Na tym debatę zakończono – Dr Dariusz Ledworowski podziękował wszystkim prelegentom i uczestnikom za udział w dyskusji oraz ogłosił, że ze względu na obszerną zawartość pliki prezentacji oraz relacja wideo będą dostępne na stronie:

http://www.proinwestycje.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=169%3Adebat-finansowanie-inwestycji-energetycznych&catid=3&Itemid=1&lang=pl