

**V Międzynarodowa Konferencja Power Ring 2009**  
**Czysta Energia Europy**  
*9 grudnia 2009 r., Muzeum Gazownictwa, Warszawa*  
**Raport**

ORGANIZATORZY/ ORGANISERS

PROCESY  
INWESTYCYJNE



Instytut im.  
E. Kwiatkowskiego

PATRONAT HONOROWY/ HONORARY PATRONAGE



Komisja Europejska  
Przedstawicielstwo w Polsce

PARTNERZY STRATEGICZNI/ STRATEGIC PARTNERS



Towarowa Giełda Energii SA



WÄRTSILÄ

RWE  
The energy to lead

INFOVIDE-MATRIX  
ARCHITECTING ENTERPRISE INNOVATION

Dalkia  
Polska

Landis  
Gyr+  
manage energy better



Plus  
RAZEM LEPIEJ

PARTNERZY WYDARZENIA/ EVENT PARTNERS



RI Radscan  
Intervex

SPEC

e-on | Ruhrgas

PATRONAT MEDIALNY/ MEDIA PATRONAGE



W dniu 9 grudnia 2009 roku w Warszawie odbyła się **V Międzynarodowa Konferencja Power Ring 2009 – Czysta Energia Europy**.

Organizatorzy konferencji: Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Stowarzyszenie ETA, Instytut im. E. Kwiatkowskiego

Partnerzy strategiczni: RWE Polska SA, Dalkia Polska SA, Wartsila Polska Sp. z o.o., Towarowa Giełda Energii SA, Landis+Gyr Sp. z o.o., Globema Polska Sp. z o.o., Polkomtel SA, Infovide-Matrix SA.

Partnerzy wydarzenia: PGNiG SA, SPEC SA, Consus SA, WestLB Polska SA, Radscan Intervex Polska Sp. z o.o., E.ON Ruhrgas International, Elektrociepłownia „Zielona Góra” SA

Konferencję poprowadzili:

**Pan Edwin Bendyk** – dziennikarz tygodnika „Polityka”

oraz

**Pani Marina Coey** – Prezes Zarządu „Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o.”

Prelegentami – w kolejności wystąpienia – byli:

1. **Min. Bernard Błaszczyk** – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Środowiska (oficjalne otwarcie konferencji)
2. **Andrzej Guzowski** – Główny Specjalista w Wydziale Efektywności Energetycznej, Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki
3. **Piotr Bonisławski** – ekspert, Kreab Gavin Anderson Brussels
4. **Wiesław Skrobowski** – Doradca Andrzeja Malinowskiego, Prezydenta Konfederacji Pracodawców Polskich
5. **Adam Kania** – Główny Energetyk, Zakłady Azotowe Puławy
6. **Jerzy Janikowski** – Szef Biura Współpracy Międzynarodowej, Tauron Polska Energia SA
7. **Grzegorz Onichimowski** – Prezes Zarządu, Towarowa Giełda Energii SA
8. **Maciej Stańczuk** – Prezes Zarządu, WestLB Polska SA
9. **Halina Bownik-Trymucha** – Dyrektor Departamentu Promowania Konkurencji, Urząd Regulacji Energetyki
10. **prof. Zygmunt Maciejewski** – Politechnika Radomska
11. **Eryk L. Dziadykiewicz** – Adwokat, Kancelaria Prawna Howrey LLP, Bruksela
12. **Marcin Lewenstein** – Dyrektor Biura Nowych Przedsięwzięć, PGNiG SA
13. **Mario Nullmeier** – Szef Departamentu ds. Państw Nadbałtyckich, E.ON Ruhrgas International
14. **Gunnar Wieslander** – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Spraw Zagranicznych Królestwa Szwecji
15. **Björn Ullbro** – Główny Manager ds. Strategii, Wärtsilä Power Plants
16. **Alexandr Erszow** – Doradca w Przedstawicielstwie Handlowym Ambasady Federacji Rosyjskiej w Rzeczpospolitej Polskiej
17. **Anatol Kotov** – II Sekretarz Ambasady Republiki Białorusi w Rzeczpospolitej Polskiej
18. **Andrzej Szymański** – Prezes Zarządu Landis+Gyr Sp. z o.o.
19. **Maciej Wiśniewski** – Prezes Zarządu, Consus SA
20. **Krzysztof Kołodziejczyk** – Doradca Zarządu, Globema Sp. z o.o.
21. **Ute Collie** – Team Leader, The Committee on Climate Exchange, Wielka Brytania

22. **Thomas Palaia** – Zastępca Rady ds. Ekonomicznych, Ambasada Stanów Zjednoczonych w Rzeczypospolitej Polskiej
23. **Józef Neterowicz** – Prezes Zarządu, Radscan Intervex Polska Sp. z o.o.
24. **prof. Krzysztof Żmijewski** – Sekretarz Generalny Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji

Przybyłych gości serdecznie powitali prowadzący: Pani **Marina Coey** i Pan **Edwin Bendyk**, natomiast oficjalnego otwarcia Konferencji dokonał **Minister Bernard Błaszczyk**, który we wstępie nawiązał do aktualnie odbywającej się w Kopenhadze Konferencji Narodów Zjednoczonych na temat zmian klimatycznych, wyrażając jednocześnie nadzieję, że konsensus międzynarodowy w Kopenhadze jest możliwy, a porozumienia zawarte na konferencji Kopenhaga 2009 będą decydujące dla dalszych wspólnych działań na rzecz ochrony klimatu na Ziemi.

Pojawiają się pytania: Jakie będzie stanowisko Polski w sprawie decyzji klimatycznych? Na ile jesteśmy do nich przygotowani? Czy i jak uda się je zrealizować?

Polska jest zainteresowana obligacjami z Kioto, które jesteśmy w stanie zrealizować, co może nas postawić na równi z innymi państwami rozwiniętymi gospodarczo.

Pan Minister Błaszczyk wyraził nadzieję, że Konferencja Power Ring 2009 stanie się istotnym wkładem do realizacji nowych zadań, promowania nowych rozwiązań, zdobywania wiedzy, porównań z innymi krajami oraz osiągnięcia konkurencyjności w obszarze energetyki i ochrony klimatu.

Pan Prof. Żmijewski nawiązał do swojej niedawnej wizyty w Waszyngtonie. Otóż – jak stwierdził Pan Profesor – wszyscy jego amerykańscy rozmówcy zauważyli, że w USA nastąpił przełom w myśleniu nt. klimatu, ale na konferencji kopenhaskiej jeszcze nie będzie zauważalny, ponieważ prezydent Barack Obama musi najpierw przygotować grunt pod nowe uchwały Kongresu USA. Nie może sobie bowiem pozwolić na podpisywanie dokumentów, które Kongres następnie odrzuci. Izba Reprezentantów wprowadza zapis etykiety węglowej – jeśli zostanie podpisana, świat gospodarczy zmieni się diametralnie.

Standardy USA stają się ogólnoswiatowymi – Kalifornia wprowadza etykietę węglową na żywność, Szwecja także. Jest to dla Polski niezwykle istotne, ponieważ mamy żywność niskowęglową – tu jest szansa w naszej konkurencyjności, możemy nawet stać się liderem światowym w tej dziedzinie.

Narodowy Program Redukcji Emisji, wpisany w Dyrektywę ETS, jest kluczem do uzyskania derogacji w wys. 4 mld € rocznie (1800 PLN + VAT/rodzinę). Jeśli ten program uzyska akceptację Komisji Europejskiej, nie będziemy musieli odprowadzić 4 mld €. Program jest dalszym ciągiem polityki energetycznej kraju – trzeba rozpiścić 5,7 mld € (4 mld € z derogacji i 1,7 mld € z aukcji) rocznie na inwestycje i pokazać na co zostaną przeznaczone. Mamy już szczegóły „zielonej księgi”, ale musimy się spieszyć – na opracowanie całego planu mamy tylko 18 miesięcy. Trzeba też zaznaczyć, że program (5,7 mld € rocznie przez 10 lat) jest ogromną szansą dla restrukturyzacji energetyki polskiej.

Pan Edwin Bendyk dodał, że obecnie zamiast szukania zagrożeń, powinniśmy skupić się na szansach (etykieta węglowa). Poza tym nie można prowadzić w Unii Europejskiej strategii walk out.

W wygłoszonej prezentacji „Gdzie jesteśmy? – stan gotowości Polski wobec decyzji klimatycznych Komisji Europejskiej” Minister Bernard Błaszczyk poruszył wiele istotnych kwestii związanych z wdrażaniem Pakietu Energetyczno-Klimatycznego.

Polska dokonała już wstępnej weryfikacji listy projektów i uznała za fizycznie rozpoczęte inwestycje o łącznej mocy ponad 16 000 MW, które powinny być oddane do użytku w najbliższej dekadzie.

Zostanie określona lista sektorów narażonych na ucieczkę emisji. W 2010 r. Komisja podda analizie niektóre z pozostałych sektorów przemysłowych znajdujących się poza ocenionym zakresem kodów NACE (od 1010 do 3720 włącznie), które mogą potencjalnie być objęte przepisami unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dotyczącymi ucieczki emisji.

Pan Minister przedstawił obowiązujące nas określone terminy złożenia licznych dokumentów związanych z wdrażaniem Pakietu Energetyczno-Klimatycznego:

- Projekt rozporządzenia o aukcjach – do 12.2009/01.2010;
- Rozpoznanie rynku, zebranie niezbędnych informacji i doświadczeń w celu zorganizowania własnej platformy aukcyjnej – do 30.06.2010 r.;
- Podjęcie decyzji o strukturze i celach wydatkowania przychodów z aukcji. (Art. 1 ust. 11 dyrektywy EU ETS dot. art. 10 dyrektywy 2003/87/WE) oraz przekazywanie KE raz w roku informacji o wielkości i celach wydatkowania przychodów z aukcji, w ramach sprawozdawczości decyzji 280/2004/WE art. 10a ust.8 Dyrektywy, przeprowadzenie analizy celowości wystąpienia przez RP o derogacje wraz z określeniem ew. liczby objętych podmiotów i liczby uprawnień przeznaczonych do bezpłatnego przydziału w ramach derogacji, także w kontekście wielkości przychodów z aukcji – do 30.09.2009 r.;
- Przygotowanie krajowego planu inwestycyjnego (art. 10 c ust. 1), w tym wybór podstawy przydziału uprawnień (emisje historyczne, czy wskaźniki) oraz podjęcie decyzji o ograniczeniu ich zbywalności – do 31.03.2010 r.;
- Przygotowanie corocznego sprawozdania z wykonania krajowego planu inwestycyjnego i stały monitoring realizacji derogacji oraz analiza celowości wystąpienia do KE o przedłużenie derogacji na okres po 2020 r. – do 1.01.2011 r.;
- Przygotowanie demonstracyjnych projektów wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>, aktywne ich wsparcie na szczeblu KE (Art.10a ust. 8 EU ETS) - do 31.12.2010 r.;
- Przygotowanie mechanizmów i procedur umożliwiających wykorzystanie dochodów uzyskiwanych ze sprzedaży uprawnień w drodze aukcji na instalacje CCS (Art. 10 ust. 3 EU ETS + Oświadczenie Komisji) - do 30.06.2010 r.;
- Stworzenie listy instalacji produkujących ciepło, które mogłyby zostać zakwalifikowane do otrzymywania bezpłatnych uprawnień (Art. 10a ust. 4 i 11 EU ETS) – do 31.05.2011 r.;
- Oszacowanie liczby bezpłatnych uprawnień dla instalacji produkujących ciepło w każdym z lat okresu 2013-2020, na podstawie określonych przez KE wskaźników – do 31.05.2011 r.;
- Opublikowanie i przekazanie KE wykazu wszystkich instalacji objętych systemem EU ETS wraz z wykazem tych instalacji, dla których przewidziano bezpłatne przydziały uprawnień (dot. Art. 11 Dyrektywy 2003/87/WE) - do 30.06.2011 r. (termin sugerowany).

Wszelkie prace legislacyjne muszą zakończyć się do końca 2012 roku.

Ponieważ obowiązują nas określone terminy zakończenia kolejnych etapów wdrażania Pakietu Energetyczno-Klimatycznego, nie możemy sobie pozwolić na jakiegokolwiek opóźnienia, ponieważ niedotrzymanie któregokolwiek z nich będzie Polskę bardzo drogo kosztowało – kary za to są bardzo wysokie.

Po wystąpieniu Pana Ministra Bernarda Błaszczyka Pan Edwin Bendyk otworzył **I Sesję Konferencji: Polska w świetle Pakietu Energetyczno-Klimatycznego.**

Pierwszym prelegentem Sesji był **Pan Andrzej Guzowski**, Główny Specjalista w Wydziale Efektywności Energetycznej Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki. W swojej prezentacji „**Ustawa o efektywności energetycznej – cele i mechanizmy**” przedstawił podstawowe wskaźniki efektywności energetycznej. Jeśli chodzi o energochłonność pierwotną, Polska stopniowo zbliża się do poziomu EU-27, jednak nad osiągnięciem najlepszego wyniku na poziomie bliskim 0,1 kgoe/euro05ppp musimy jeszcze popracować. Podobnie jest w przypadku energochłonności finalnej – najlepszy wynik to 0,07, EU-27 – 0,1, Polska – 0,13 kgoe/euro05ppp.

Dyrektywa 2006/32/WE określa krajowy cel indykacyjny w zakresie oszczędności energii na poziomie 9% w 2016 roku, wzorcową rolę sektora publicznego, wyznaczenie organu nadzorującego i monitorującego, a także rolę sektora energetycznego – czyli wprowadzenie systemu białych certyfikatów lub dobrowolnych umów.

Ustawa o efektywności energetycznej określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na poziomie 9% w 2016 r. (dyrektywa 2006/32/WE), zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej, a także zasady uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej (białych certyfikatów).

Podmioty objęte regulacją to odbiorcy końcowi, podmioty zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła, podmioty zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła oraz przedsiębiorstwa będące dostawcami środków poprawy efektywności energetycznej. Ustawa określa wzorcową rolę sektora publicznego i środki poprawy efektywności energetycznej stosowane przez jednostki sektora publicznego, a także obowiązek przeprowadzenia audytów energetycznych przez jednostki administracji rządowej w latach 2010 – 2016.

Wśród podstaw białych certyfikatów Pan Andrzej Guzowski wymienił mechanizm stymulujący i wymuszający zachowania proefektywnościowe. Białe certyfikaty będą wydawane za inwestycje nakierowane na zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych oraz zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych i zmniejszenie strat energii elektrycznej i ciepła w przesyłach i dystrybucji.

Zakłada się, że prawa majątkowe wynikające z białych certyfikatów będą zbywalne i będą stanowić towar giełdowy podlegający obrotowi na towarowej giełdzie energii.

Obowiązek nałożony na podmioty sprzedające energię (tj. energię elektryczną, ciepło, paliwa gazowe) odbiorcom końcowym dotyczy przedłożenia białych certyfikatów do umorzenia Prezesowi URE lub uiszczenia opłaty zastępczej.

System białych certyfikatów obejmuje opracowanie szczegółowego katalogu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Przetarg na białe certyfikaty będzie ogłaszany przez Prezesa URE. Prezes URE określi wartość certyfikatów wydawanych w danym roku z wyszczególnieniem kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (co najmniej 80% białych certyfikatów dla odbiorców końcowych).

Na funkcjonowanie białych certyfikatów można przeznaczyć około 3% sprzedaży zewnętrznej sektora energetycznego (energia elektr., gaz, ciepło), czyli 1,17 mld PLN.

Potencjał inwestycyjny w związku z funkcjonowaniem białych certyfikatów szacowany jest na ok. 1 – 5 mld PLN/rok (tj. 0,5 mln toe x 2000 PLN/toe, przy założeniu rynkowego

poziomu cen certyfikatów na poziomie 2000 PLN/toe i udziału certyfikatów w finansowaniu inwestycji od 100% do 20%).

Zastosowanie systemu białych certyfikatów oznacza zwiększenie inwestycji o 0,5% -1,8%, czyli w zakresie efektywności energetycznej można oszacować zwiększenie wzrostu PKB o 0,015 – 0,071 pp.

Wpływy do budżetu z tytułu białych certyfikatów kształtują się następująco:

z tytułu podatku VAT na poziomie 275 - 917 mln PLN/rok, z tytułu podatku PIT 33,8 - 112,5 mln PLN/rok (przy założeniu 13,5% realnej stopy podatkowej i 20% kosztów pracy), czyli łącznie 310 - 1030 mln PLN/rok.

Kwotę tę należy jednak pomniejszyć o zmniejszone wpływy do budżetu państwa spowodowane zmniejszeniem sprzedaży energii i paliw.

Planowane przychody dla budżetu netto wynoszą 200 - 900 mln PLN/rok.

(W powyższych szacunkach nie brano pod uwagę tzw. *efektu mnożnikowego inwestycji*, którego wartość ocenia się na 3).

Skutecznie realizowane przedsięwzięcia w zakresie efektywności energetycznej będą stymulować wzrost konkurencyjności gospodarki. Proponowana regulacja spowoduje wzrost nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, dzięki czemu nastąpi rozwój rynku usług energetycznych, w tym firm ESCO.

Dzięki wystąpieniu efektu skali, środki poprawy efektywności energetycznej staną się bardziej dostępne dla odbiorców końcowych i konkurencyjne cenowo.

Zakłada się, że wejście w życie regulacji powinno spowodować m.in. zwiększenie zapotrzebowania na usługi związane z dostawą środków poprawy efektywności energetycznej. W efekcie można spodziewać się rozwoju rynku usług z tym związanych, co powinno również przyczynić się do przyrostu miejsc pracy w firmach zajmujących się świadczeniem takich usług.

Poprawa efektywności energetycznej oraz racjonalne wykorzystanie istniejących zasobów energetycznych wpłynie korzystnie na środowisko naturalne, co powinno przełożyć się na poprawę zdrowia obywateli, a przez to obniżenie wydatków z budżetu związanych z finansowaniem służby zdrowia.

Pan Andrzej Guzowski stwierdził, że w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie będzie kluczowy dla realizacji wszystkich celów polityki energetycznej.

Drugim prelegentem I Sesji był **Pan Piotr Bonisławski**, ekspert firmy Kreab Gavin Anderson Brussels, który przedstawił zebranym prezentację pt. **„Implementacja Pakietu Klimatyczno-Energetycznego”**.

Główne punkty prezentacji to cele unijne 20/20/20, Pakiet Klimatyczno-Energetyczny i jego implementacja.

Regulacje dotyczące aukcji obejmują: konsultacje nad projektem regulacji (IX i X), projekt regulacji (XII 2009/I 2010 ma zostać przesłany Państwu Członkowskim), jego planowane przyjęcie: VI 2010 (przy współdziałaniu Parlamentu).

Istotne kwestie związane z aukcjami to: czas, wielkość i częstotliwość aukcji, rejestracja uczestników, monitoring, scentralizowana platforma aukcyjna vs. platformy narodowe (system hybrydowy?) oraz przeciwdziałanie nadużyciom.

Wymagane są również prace związane z ustaleniem listy sektorów objętych carbon leakage.

Jeśli dojdzie do porozumienia w Kopenhadze (aktualnie trwająca Konferencja Klimatyczna Narodów Zjednoczonych) dostosowanie celu unijnego do 30% musi nastąpić nie później niż 3 miesiące po podpisaniu porozumienia, a dostosowanie rozwiązań dotyczących carbon leakage pozostanie do ewentualnego porozumienia.

Pan Bonisławski omówił również kwestie implementacji Dyrektywy ETS – derogacja dla sektora energetycznego, a m.in.:

• Zasady dotyczące derogacji:

- Inwestycje fizycznie rozpoczęte (do końca 2008) - tak

- Nowe wejścia (po połowie 2011) – nie

- Narodowy Program Redukcji Emisji jako warunek derogacji (do połowy 2011).

Implementacja dyrektywy OZE obejmuje prace nad Narodowymi Planami dot. odnawialnych źródeł energii, mającymi kluczowe znaczenie dla wypełnienia celów przez kraje członkowskie, komunikację Komisji Europejskiej nt. kryteriów zrównoważonej produkcji dla biomasy (możliwy jest projekt Dyrektywy w styczniu) oraz mechanizmy współpracy między państwami.

Prace nad efektywnością energetyczną obejmują nowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej, a w Komisji Europejskiej toczy się dyskusja: czy możliwy jest obligatoryjny cel dot. efektywności energetycznej?

Po wystąpieniu Pana Piotra Bonisławskiego prowadzący Konferencję Pan Edwin Bendyk zapowiedział otwarcie **II Sesji: Przemysł i energetyka: con czy contra?**

Pierwszym prelegentem II Sesji był **Pan Wiesław Skrobowski**, Doradca Andrzeja Malinowskiego, Prezydenta Konfederacji Pracodawców Polskich, który przedstawił **punkt widzenia przedsiębiorców na Pakiet Klimatyczno-Energetyczny**.

Główne pytania przedsiębiorców brzmią:

Na ile cele związane z implementacją Pakietu są realne i możliwe do zrealizowania w założonym terminie?

Na ile jest realna redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 20-30%?

Czy i na ile realny jest udział alternatywnych źródeł energii na poziomie 20%?

Czy i na ile możliwa jest redukcja zużycia energii o 20%?

Czy dywersyfikacja dostaw gazu rosyjskiego, kupowanego ze wschodu, zachodu i południa zapewni Polsce bezpieczeństwo?

Polska nie ma samowystarczalności energetycznej, a węgiel i problemy z nim związane są traktowane jako temat wstydlivy.

Kontrowersje, jakie wiążą się z Pakietem Energetyczno-Klimatycznym to dylematy związane z inwestycjami i działalnością przedsiębiorców:

- Do jakiego stopnia problem klimatyczny istnieje i czy jego zależności przyczynowo-skutkowe z emisją CO<sub>2</sub> są dobrze udokumentowane?
- Czy to właśnie Europa ma stawiać przykład innym w nadziei, że reszta świata do niej dołączy?
- Brakuje też jasno określonego rachunku zysków i strat powiązanych z implementacją Pakietu Energetyczno-Klimatycznego.

Implementacja Pakietu to problem inwestycyjny, ponieważ właśnie przedsiębiorcy mają pozyskać i wyłożyć niemałe środki na ten cel. Im lepsze i bardziej wiarygodne cele, tym środki jest łatwiej wygospodarować – ale czy Pakiet Energetyczno-Klimatyczny jest takim właśnie celem?

- Jaki jest rzeczywisty cel Pakietu i jakie korzyści przyniesie? Jak się ma do naszego rachunku ekonomicznego i rzeczywistych potrzeb? Czy jest to może kolejna rewolucja technologiczna? Stawianie na wysoko zaawansowane gospodarki? Czy Pakiet Energetyczno-Klimatyczny będzie stymulatorem dla gospodarki?

Polska posiada samowystarczalność energetyczną w oparciu o węgiel ale ten oraz problemy z nim związane są traktowane jako temat wstydlivy i bez odpowiedniej intensywności inwestycyjnej.

Tezy przedsiębiorców, prezentowane przez Pana Skrobowskiego, są następujące:

- 1) Musimy obsłużyć wzrost wytwórczy i odtworzenie potencjału wytwórczego.
- 2) Brakuje kapitału do wprowadzania zmian; brak kalendarza zmian. Dotychczasowa praktyka jest mieszana – wprawdzie do udanych należy zaliczyć emisję akcji KWK Bogdanka i PGE, ale z pakietem Enei jest problem, co wynika z faktu, że projekty są przez inwestorów postrzegane jako ryzykowne.
- 3) Niekompletne uregulowania prawne, np. inwestycja w elektrownię atomową – 10 lat - to nierealny termin oddania do użytku.
- 4) W Polsce panuje wielowładza polityczno-gospodarcza: jednostki powołuje Ministerstwo Gospodarki, rozlicza Ministerstwo Skarbu, a wszystko odbywa się przy udziale Ministerstwa Środowiska.
- 5) Priorytety nie zawsze są jasno określone.
- 6) Nie do końca jest określona rola węgla polskiego; za węglem nie idą inne działania (czyste spalanie, sekwestracja).

Pan Skrobowski podsumował swoje wystąpienie stwierdzając, że Polska nierealnie chyba określa okres zmian.

Biznes potrzebuje stabilizacji, wiarygodnych celów, przewidywalnego otoczenia i dostępu do kapitału inwestycyjnego – w przeciwnym razie nie tylko nie może się prawidłowo rozwijać, ale wręcz dobrze funkcjonować.

Następnym prelegentem był **Pan Adam Kania**, Główny Energetyk Zakładów Azotowych Puławy, który przedstawił prezentację pt. **„Przemysł i energetyka jako naczynia połączone – NIE dla rozbieżności interesów”**.

Celem prezentacji było przedstawienie szacunkowych kosztów unijnej polityki „czystej energii” na przykładzie Zakładów Azotowych Puławy S.A. jako firmy sektora nawozowego, który znajdzie się w najtrudniejszej sytuacji ekologicznej po roku 2013 (wg DG Enterprise sektor nawozowy jest na pierwszym miejscu sektorów narażonych na „wyciek węgla”). Pan Kania podjął również próbę odpowiedzi na pytanie: „Rozbieżności interesów czy synergie energetyki i przemysłu?”.



W celu osiągnięcia standardów unijnych (emisja NO<sub>x</sub>) Zakłady Azotowe Puławy SA zastosowały pod koniec lat 90. XX w. niskoemisyjną wirową technologię spalania węgla, co pozwala na utrzymanie dopuszczalnych norm emisji NO<sub>2</sub> poniżej 600 mg/Nm<sup>3</sup> (obecna emisja 400 mg/Nm<sup>3</sup>). Jednak od 2016 r. norma emisji NO<sub>2</sub> ulegnie znacznemu zaostrzeniu do poziomu 200 mg/Nm<sup>3</sup> - Zakłady planują opracowanie i wdrożenie nowatorskiej, skutecznej technologii NSCR opartej np. na AdGreenenergy. Technologia ta pozwoli na dotrzymanie emisji NO<sub>2</sub> poniżej 200 mg/Nm<sup>3</sup>, a także zwiększy sprzedaż roztworu mocznika. Szacowane nakłady inwestycyjne na ten cel wynoszą ok. 150 mln PLN.

Jeśli chodzi o emisję pyłu, to dzięki modernizacji w latach 2006-2009 5 elektrofiltrów (ostatni w trakcie realizacji), zakłady są dobrze przygotowane do spełnienia norm. Obecnie poziom ten kształtuje się poniżej 50 mg/Nm<sup>3</sup> (przy dopuszczalnym 100 mg/Nm<sup>3</sup>). Po 2016 r. norma emisji ulegnie znacznemu zaostrzeniu do poziomu 20 mg/Nm<sup>3</sup>. W związku z budową instalacji odsiarczania spalin oczekiwane jest znaczne zmniejszenie emisji pyłów dzięki zastosowaniu metody mokrej. Dalsze decyzje mogą zostać podjęte po wybudowaniu i uruchomieniu instalacji odsiarczania spalin. Poniesione na ten cel nakłady inwestycyjne wyniosły poniżej 65 mln zł. Po doświadczeniach eksploatacyjnych okaże się, czy zająd potrzeby modernizacji do poziomu poniżej 20 mg/Nm<sup>3</sup>.

Razem szacunkowe roczne koszty wynikające z ustawy o bilansowaniu SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w latach 2010 – 2016 wyniosą 145 mln PLN (115,2 (SO<sub>2</sub>)+ 28,6 (NO<sub>x</sub>)).

Szacunkowy wzrost rocznych kosztów związanych z polityką „Czystej Energii” dla Zakładów Azotowych Puławy S.A. wyniosą (bez uwzględniania kosztów wynikających z kosztów wzrostu obciążenia instalacji, 1 tona CO<sub>2</sub> = 30 €):

w roku 2013 – 230 mln PLN

w roku 2020 – 660 mln PLN.

Jako przykład synergii energetyki i przemysłu, Pan Kania podał współpracę firm (Puławy, Kędzierzyn), które w celu pozyskania gazu syntezowego oraz energii dla potrzeb produkcji nawozowej firmy Wielkiej Syntezy Chemicznej rozważają budowę instalacji gazowania węgla.

Należy jednak pamiętać, że pozyskanie gazu syntezowego z procesu zgazowania węgla w stosunku do pozyskania gazu syntezowego z metanu charakteryzuje się ok. 2-krotnie wyższą emisją CO<sub>2</sub> na jednostkę gazu syntezowego, ponad 1,5-krotnie wyższymi kosztami produkcji i ok. 2-krotnie wyższymi nakładami inwestycyjnymi.

Na korzyść procesu zgazowania węgla przemawiają jednak łatwość separacji CO<sub>2</sub> w stosunku do spalania klasycznego z separacją post combustion, wysoka sprawność energetyczna procesu (osiągana szczególnie w układzie IGCC) oraz krajowy surowiec energetyczny.

Bez skutecznego systemu wsparcia żadna instalacja zgazowania węgla w Polsce najprawdopodobniej nie powstanie.

W podsumowaniu Pan Kania stwierdził, że:

1. Solidarna polityka ekologiczna Unii Europejskiej powinna być prowadzona w połączeniu z solidarną polityką energetyczną nie tylko w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, ale również w pozyskiwaniu strategicznych surowców energetycznych (gaz ziemny, paliwo jądrowe, ropa naftowa).

W okresie VII – IX 2009 Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. płaciły za gaz ziemny, który stanowi ponad 50% całości kosztów surowcowych firmy po 329 USD za 1000 m<sup>3</sup>. W tym

czasie ceny kontraktowe w Europie Zachodniej wynosiły 268 USD za 1000 m<sup>3</sup>, a ceny SPOT były jeszcze niższe.

Polski przemysł, oprócz kosztów emisji własnej i tej przeniesionej z energetyki (opartej w ponad 90% na węglu) ponosi dodatkowo wyższe koszty pozyskania gazu ziemnego, który jest surowcem dla przemysłu chemicznego i paliwem dla energetyki.

2. Warunki „Traktatu o przystąpieniu ...” są znacznie bardziej restrykcyjne w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>, niż ogólnoeuropejskie rozwiązania prawne. Konieczne jest podjęcie działań w celu złagodzenia postanowień „Traktatu o przystąpieniu...”.

3. Wymagania Pakietu Klimatyczno-Energetycznego 3x20 mogą okazać się dla polskiej energetyki, a szczególnie wysokoemisyjnego przemysłu niemożliwe do spełnienia, tym bardziej, że skutki jeszcze ostrzejszych jednostronnych zobowiązań UE są łatwe do przewidzenia.

Ostatnim prelegentem II Sesji Konferencji był **Pan Jerzy Janikowski**, Szef Biura Współpracy Międzynarodowej Tauron Polska Energia SA, który przedstawił prezentację nt. **„Przenoszenie wysokoemisyjnych gałęzi przemysłu tam, gdzie nie są wdrażane bezpośrednio wymogi Pakietu Energetyczno-Klimatycznego. Respektowanie – generuje koszty, przeniesienie produkcji jest tańsze, ale czy to jest droga ku efektywności energetycznej?”**.

Wymogi Pakietu Klimatycznego dotyczą zarówno energetyki jak i przemysłu, a to oznacza wzrost kosztów, ryzyka i pogorszenie własnej pozycji konkurencyjnej. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że z powodu importochłonnych rozwiązań wspieranych przez Pakiet miejsca pracy będą powstawały głównie w innych krajach.

Wiadomo, że zaistnieje konieczność budowy nowych mocy wytwórczych, jednak nie do końca jest jasne, jakie technologie należy do tego zastosować. Istnieje dużo więcej niewiadomych: m.in. jakie będą koszty inwestycyjne i możliwości zapewnienia finansowania, co będą obejmowały przyszłe koszty produkcji, w jakiej sytuacji znajdzie się polska gospodarka (sektory wysokoemisyjne, górnictwo, konkurencyjność przemysłu), gospodarstwa domowe i problem tzw. ubóstwa energetycznego, jakie będzie ryzyko polityczne i społeczne (nowe długofalowe cele polityki klimatycznej, akceptacja społeczna dla nowych technologii).

Wskutek wychwytywania CO<sub>2</sub> wzrośnie o 25-30% zużycie węgla, aby wyprodukować tę samą ilość energii elektrycznej. Czy wobec ograniczonych zasobów paliw kopalnych nie narusza się tym samym zasad zrównoważonego rozwoju? A poza tym – jaką technologię zastosować do wychwytywania CO<sub>2</sub>?

Jak rozumieć określenie „CAPTURE READY”?

Zmiana dyrektywy 2001/80/WE mówi:

(1) Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy wszystkich obiektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej 300 MW lub wyższej, którym pozwolenia na budowę lub (...) pozwolenia na prowadzenie działalności udzielono już po wejściu w życie dyrektywy (...) 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (...), przeprowadzili ocenę, czy spełnione są następujące warunki:

- dostępne są odpowiednie składowiska,
- instalacje transportowe są wykonalne technicznie i ekonomicznie,
- modernizacja pod kątem wychwytywania CO<sub>2</sub> jest wykonalna technicznie i ekonomicznie.

(2) Jeżeli warunki określone w ust. 1 są spełnione, właściwy organ zapewnia, aby na terenie obiektu zarezerwowano odpowiednią przestrzeń na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO<sub>2</sub>. Właściwy organ określa, czy warunki są spełnione, na

podstawie oceny, o której mowa w ust. 1, i na podstawie innych dostępnych informacji, w szczególności dotyczących ochrony środowiska i zdrowia ludzkiego.

Pojawiają się pytania:

Według jakich kryteriów ma być przeprowadzona ocena?

Kto będzie określał, czy warunki są spełnione?

Jak duża przestrzeń jest „odpowiednia”? Na jakie urządzenia i w jakiej technologii?

A co z jednostkami zaprojektowanymi dzisiaj?

Czy możliwe będzie dobudowanie instalacji wychwytyjącej CO<sub>2</sub> do dzisiaj zaprojektowanych bloków energetycznych?

Czy dzięki postępowi technicznemu, nowym technologiom taka inwestycja będzie wykonalna pod względem technicznym i ekonomicznym przed 2025 r.?

Czy dyrektywa CCS promuje technologie *post-combustion*?

Zapisy dyrektywy CCS jednoznacznie wskazują, że elektrownia ma być gotowa na wychwytywanie CO<sub>2</sub> ze spalin.

Czy słusznie? Technologie *pre-* oraz *oxy-combustion* mają większe perspektywy rozwoju:

- większa integracja elementów instalacji (IGCC)
- wysoko sprawne turbiny wodorowe (IGCC)
- nowe, bardziej wydajne techniki produkcji tlenu.

Dlaczego dyrektywa CCS promuje geologiczne składowanie CO<sub>2</sub>, a nie ma w niej odniesienia do chemicznej sekwestracji?

Aby skorzystać z darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, nowe instalacje powinny być gotowe do września 2011 r.

Czy w związku z zapisami dyrektywy ETS preferowana będzie eksploatacja:

- starych jednostek, o niskiej sprawności i zakup uprawnień na poziomie 400 kg/MW?
- nowych, wysoko sprawnych bloków energetycznych i zakup uprawnień do całej emisji CO<sub>2</sub>: 750-800 kg/MW?

Ilość darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> musi odpowiadać poniesionym nakładom inwestycyjnym. Czy wysoko sprawne bloki węglowe „CCS ready” spełniają to kryterium? Wprowadzenie Dyrektywy IED spowoduje konieczność odstawienia około 15 GW mocy zainstalowanych w roku 2016.

Z inicjatywy EURELECTRIC powstał dokument wskazujący drogę do uczynienia sektora energetycznego w roku 2050 neutralnym pod względem emisji CO<sub>2</sub> i zawierający:

- optymalne warunki inwestowania
- identyfikacje barier (także politycznych)
- rekomendacje dalszych działań.

Oficjalna prezentacja „Projektu 2050” w Polsce miała miejsce 5 XI 2009 r. w Warszawie na konferencji Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, 5 dni później (10 XI) raport został przedstawiony na zebraniu Parlamentu Europejskiego w Brukseli.

Z konkluzji związanych z Projektem 2050 – bezemisyjna wizja przyszłości wynika:

- redukcja gazów cieplarnianych o 75% (w odniesieniu do roku 1990) w gospodarce Unii Europejskiej
- jednakowa cena za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> dla wszystkich sektorów
- dostępność wszystkich opcji produkcji energii

- technologia CCS dostępna przed 2025 r.
- ustawodawstwo ukierunkowane głównie na efektywność energetyczną
- po roku 2020 brak wiążących celów dotyczących udziału OZE w produkcji energii
- po 2030 r. cena za emisję CO<sub>2</sub> będzie jedynym motorem napędzającym niskoemisyjną produkcję energii.

Ścieżka redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2050:

Największe redukcje emisji będą miały miejsce w okresie 2025-2040, ale największe inwestycje potrzebne są już teraz!

Obecny poziom emisji: 1423 Mt CO<sub>2</sub>, w 2050: 128 Mt CO<sub>2</sub>.

Indeks emisji CO<sub>2</sub> (100 dla roku 1990).

W 2050 r. przewiduje się 80% samochodów „ekologicznych”, co oznacza, że ogromny potencjał redukcji emisji leży po stronie transportu, jednakże przejście z samochodów konwencjonalnych na elektryczne spowoduje wzrost emisji w sektorze energetycznym (zasilanie aut prądem).

Najważniejsze wnioski:

- osiągnięcie do 2050 r. przez sektor energetyczny stanu „carbon-neutral” jest możliwe (redukcja emisji w UE o 75% jest osiągalna)
- największe redukcje nastąpią po roku 2025
- wszystkie opcje wytwarzania energii muszą być dostępne
- kluczowa rola strony popytu
- niezbędne są duże inwestycje, ale po kosztach akceptowalnych przez społeczeństwo
- występowanie ryzyka na wypadek komercyjnej niedostępności technologii CCS oraz wycofania zużycia instalacji jądrowych.

Polska w Projekcie 2050:

- redukcja gazów cieplarnianych o 81% (w odniesieniu do roku 1990)
- w 2050 r. 22% energii ma pochodzić z OZE
- konieczność poniesienia ogromnych nakładów inwestycyjnych na modernizację sektora energetycznego – brak w Projekcie 2050 jakichkolwiek estymacji kosztów.

Prelegent postawił pytanie, w które technologie inwestować?

- elektrownie atomowe – kiedy pierwsze bloki mogą rozpocząć pracę? Co do tego czasu?
- odnawialne źródła energii – czy realnym jest, aby w polskich warunkach, przy ograniczonych zasobach pełniły znaczącą rolę do 2050? i za jaką cenę?
- elektrownie gazowe – czy możemy sobie pozwolić na postępujące uzależnienie od zagranicznego dostawcy gazu ziemnego?
- elektrownie węglowe z CCS – kiedy technologie wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> będą komercyjnie dostępne? Czy ich szerokie zastosowanie pozwoli zachować konkurencyjność polskiej gospodarki?

Które technologie pozwolą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w 2050 roku?

Decyzje muszą być podjęte już w najbliższych latach!

Tą prezentacją zakończono Sesję II, po czym **Pan Edwin Bendyk** otworzył **Sesję III Konferencji: Ile to kosztuje? Inwestycje i koszty energii jako pole działań i wyzwań.**

**Grzegorz Onichimowski**, Prezes Zarządu Towarowej Giełdy Energii SA wystąpił z prezentacją „**Inwestycje w energetykę w sytuacji niepewności makroekonomicznej**”.

Na początku Pan Onichimowski powiedział parę słów o prywatyzacji sektora energetycznego:

1. Wejście PGE SA na Giełdę Papierów Wartościowych było wielkim sukcesem IPO.
2. Z drugiej strony, prywatyzacja z udziałem inwestora branżowego trzeciej co do wielkości grupy energetycznej ENEA okazała się nieudana.

Przykład prywatyzacji tych firm wskazuje, że obecnie inwestorzy finansowi są silniejsi od branżowych. Jeżeli chcemy, aby konsumenci inwestowali w energetykę, musimy dać im zaufanie do rynku energii, na którym działają przedsiębiorstwa energetyczne. Publiczne spółki notowane na giełdzie powinny uczestniczyć w transparentnym, publicznym rynku energii.

Jeśli chodzi o sektor energetyczny w otoczeniu rynkowym, to inwestycje komercyjne obarczone są czynnikami ryzyka: ryzyko regulacyjne (np. system wsparcia OZE), ryzyko polityczne (np. polityka klimatyczna), ceny paliw. Istnieje zbyt dużo czynników ryzyka, dlatego wszystkich nie da się uniknąć – jednak finalna cena sprzedaży energii musi być zabezpieczona odpowiednimi instrumentami finansowymi, co wymaga dojrzałych rynków finansowych, które należy rozwijać.

Cena energii jest ostatecznym „sędzią rynku”, musi odzwierciedlać rzeczywistą równowagę pomiędzy podażą i popytem na energię w określonym czasie i na określonym obszarze. Droga do dojrzałego rynku finansowego prowadzi przez płynny rynek SPOT, którego nie ma w żadnym kraju z regionu CEE (poza Niemcami).

Dlaczego do tej pory nie potrafiliśmy wykreować płynnego rynku SPOT? Jednym z najistotniejszych czynników wpływających na brak płynności rynku jest brak prywatyzacji. Trudno sobie wyobrazić rynek, którego wszyscy uczestnicy należą do tego samego właściciela.

Pionowa konsolidacja ogranicza konkurencję. Handel wewnątrz spółek skonsolidowanych odbywa się często w sposób mało przejrzysty, mimo otrzymywania pomocy publicznej. Rynek jest zbyt mały, inicjatywy regionalne w celu stworzenia wspólnego rynku SPOT są za słabo wspierane. Na Operatorów Systemów Przesyłowych i Regulatorów powinna działać presja polityczna. Niektórzy najwięksi gracze rynkowi starają się utrzymać swoją dominującą pozycję, a politycy wierzą w protekcjonizm rynkowy. Ceny SPOT na polskim rynku energii kształtują się obecnie trochę poniżej średnich cen na rynkach Europy kontynentalnej, ale przyszłe ceny energii w Polsce są trudne do przewidzenia. Może się okazać, że niezbędne inwestycje w nowe źródła wytwórcze oraz koszt emisji CO<sub>2</sub> wywindują te ceny do najwyższego poziomu w regionie.

Nowa inicjatywa nowelizacji Prawa energetycznego w Polsce „Market Coupling” jest drogą do poprawy płynności rynku energii. Prawdopodobnie Polska będzie najdroższym krajem, jeśli chodzi o energię elektryczną.

W podsumowaniu Pan Prezes Onichimowski stwierdził, że w rzeczywistości infrastruktura rynku istnieje. Aby poprawić konkurencję na wspólnym rynku energii i jego transparentność, w celu zachęcenia inwestorów musimy budować więcej połączeń transgranicznych i wdrażać przejrzyste mechanizmy rynkowe. Jednak przede wszystkim musimy zacząć od zwiększenia

płynności i transparentności na rynkach energii narodowych, a następnie jak najszybciej je integrować.

Kolejnym prelegentem III Sesji był **Pan Maciej Stańczuk**, Prezes Zarządu WestLB Polska SA, tematem jego wypowiedzi było: „**Polska energia – państwowa czy prywatna?**”.

Na wstępie Pan Stańczuk podkreślił, że polska energetyka powinna być poddana prawom rynkowym, państwo nie powinno mieć monopolu na kontrolę sektora energii.

Pan Stańczuk powiedział m.in.:

- Nie ma logicznego uzasadnienia, dlaczego sektor wytwarzania energii powinien być uznany za strategiczny i znajdować się pod kontrolą państwa. Demonopolizacja wytwarzania, tworzenie rynku energii w naturalny sposób kreuje konkurencję, która teoretycznie wymuszać powinna większą efektywność, redukcję kosztów, walkę o klienta etc., a to nie może się skutecznie dokonać, jeśli państwo kontroluje większość przedsiębiorstw energetycznych.
- Przesył energii, jako sfera "naturalnego monopolu" w każdym przypadku powinien być wykluczony z prywatyzacji, a jego działalność operacyjna przekładająca się w sposób bezpośredni na taryfy przesyłowe podlegać kontroli regulatora rynku.
- Czy polskie, wertykalnie zintegrowane konglomeraty energetyczne powinny być sprywatyzowane? W jaki sposób?
- W jakiej strukturze własnościowej lepiej pozyskiwać fundusze kapitałowo-dłużne na finansowanie realizacji inwestycji w nowe moce? Tutaj sytuacja jest w miarę dobra – rynek finansowania projektów zaczyna odżywać, banki stają się bardziej elastyczne i wydłużają okres finansowania, czyli sytuacja się normalizuje. Z pewnością wróci normalność przedkryzysowa, jednak banki niechętnie będą brać na siebie ryzyko rynkowe projektów. Jeśli chodzi o fundusze rządowe – należy być ostrożnym, mamy przykład z Dubaju, gdzie taki fundusz niedawno upadł, co spowodowało liczne komplikacje na rynkach.

Gigantyczne potrzeby inwestycyjne nie powinny być pod kontrolą państwa. Zawsze pojawiają się wątpliwości, czy firmy kontrolowane w ten sposób będą w stanie dobrze funkcjonować na wymagającym rynku. Poza tym nasuwa się pytanie: jeśli firma kontrolowana przez Skarb Państwa zostanie sprzedana innej firmie również kontrolowanej przez Skarb Państwa, to czy jest to prywatyzacja? Chyba nie.

Ostatnim prelegentem III Sesji była **Pani Halina Bownik-Trymucha**, Dyrektorka Departamentu Planowania Konkurencji w Urzędzie Regulacji Energetyki, która wypowiedziała się na temat „**Producent a konsument – awers i rewers kosztów energii**”.

Przede wszystkim trzeba odpowiedzieć na pytanie: kto jest awersem, a kto rewersem? Awersem są przedsiębiorstwa energetyczne.

Urząd Regulacji Energetyki ma za zadanie równoważyć rynek producenta i konsumenta. Napięcia pojawiają się w kwestiach miejsca: platformy, czy jestem przygotowany, znam cenę referencyjną oraz w rozliczaniu kosztów z przeszłości. Prezes URE jest zobowiązany do rozliczenia „kosztów osieroconych” po zamkniętych inwestycjach. Podatki powinny stymulować podaż i popyt na energię. Jeśli chodzi o wytwórców energii elektrycznej, to ceny nie pokrywają kosztów wytworzenia, jednak ulega to poprawie po uwzględnieniu sprzedaży praw majątkowych i kosztów osieroconych. W okresie VII 2008-VI 2009 nastąpiła znaczna dynamika wzrostu cen dla grupy C – przemysłu. W Polsce siła nabywcza pieniądza jest jedną

z najniższych w Unii Europejskiej, natomiast ceny energii mamy na poziomie średnim krajów UE.

Z bieżących spraw – ważne jest, aby włączyć do dyskusji zagadnienia z III Pakietu Energetyczno-Klimatycznego. Na implementację czekają 2 dyrektywy unijne. Istotna jest harmonizacja współpracy systemów energetycznych – pracujemy nad wspólnymi działaniami, gdyż albo sami ustalimy zasady rynku, albo Unia Europejska zdecyduje za nas.

**Sesję IV: Połączenia transgraniczne jako szansa na cięcie kosztów i kontrpropozycja wobec emigracji przemysłu z Europy**” rozpoczęła **Pani Marina Coey**. Jako pierwszego prelegenta tej sesji zapowiedziała **Pana Profesora Zygmunta Maciejewskiego** z Politechniki Radomskiej.

Pan Profesor Maciejewski omówił zagadnienie „**Sieci przesyłowe krajowego systemu elektroenergetycznego oraz możliwości połączeń transgranicznych**”.

Krajowy system elektroenergetyczny składa się z 3 podsystemów:

- wytwarzania energii elektrycznej,
- przesyłu energii elektrycznej siecią najwyższych napięć z połączeniami transgranicznymi,
- dystrybucji i dostawy do odbiorców energii elektrycznej sieciami średnich i niskich napięć.

W roku 2008 krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 155,6 TWh. W 2009 roku krajowe zużycie energii wyniesie poniżej 155 TWh.

W latach 1995-2006 nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej w krajowych elektrowniach o 16,3%, natomiast wzrost długości wszystkich linii elektroenergetycznych o 3,7%, czyli był dużo niższy niż wzrost produkcji energii.

Wzrost rozbieżności między systemem przesyłowym a produkcją energii elektrycznej i niedoinwestowanie systemu przesyłowego są przyczynami znacznych strat przesyłowych oraz zagraża bardzo poważnie bezpieczeństwu elektroenergetycznemu kraju. Istnieje również duża dysproporcja między krajowym systemem przesyłowym a resztą Europy.

Prof. Maciejewski przypomniał, że średni wiek naszej infrastruktury przesyłowej wynosi około 40 lat – i starzeje się nadal.

Profesor Maciejewski wymienił również połączenia transgraniczne, które Polska posiada. Są to:

- z Niemcami: 4 linie 400 kV (z czego jedna pracuje 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 (z Białorusią - 220 kV) i Rzeszów - Chmielnicka (z Ukrainą - 750 kV) są wyłączone z ruchu.

Transgraniczny system przesyłowy jest niezadowolający: brakuje synchronicznego połączenia z Białorusią, Litwą i Ukrainą. Takie połączenia na granicach zwiększyłyby nasze bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

Planuje się m.in.: na granicy z Niemcami zainstalowanie przesuwnika fazowego na stacji Mikułowa i budowa połączenia Polska – Litwa ze stacją przekształtnikową. Połączenie Rzeszów – Ukraina wymaga z kolei budowy stacji przekształtnikowej. Powinna też powstać

linia Poznań – Niemcy, Śląsk – Słowacja i Białystok – Roś. Wszystko to jednak wymaga znacznych nakładów finansowych.

Niedoinwestowanie sieci przesyłowej, dystrybucyjnej i rozdzielczej zagraża bezpieczeństwu elektroenergetycznemu kraju. Przerwy w dostawie energii elektrycznej powodują wielomilionowe straty gospodarcze.

Wymagana jest również znaczna rozbudowa infrastruktury przesyłowej i połączeń transgranicznych. Nowe linie przesyłowe 400 kV powinny być budowane z czterema przewodami na fazę.

Profesor Maciejewski wyraził obawę, że w Polsce będzie łatwiejsze wybudowanie i uruchomienie elektrowni atomowej, niż zbudowanie linii przesyłowych służących do wprowadzenia mocy z tej elektrowni.

Następnie **Pani Marina Coey** zaprosiła drugiego prelegenta tej sesji, **Pana Eryka L. Dziadykiewicza**, Adwokata z Kancelarii Prawnej Howrey LLP z Brukseli. Pan Dziadykiewicz przybliżył zebranym zagadnienie „**Uwarunkowania prawne połączeń transgranicznych**”.

Na początku Pan Dziadykiewicz określił obszary zaangażowania Kancelarii Howrey LLP oraz przedstawił przykłady *case’ów* oraz związanych z nimi decyzji..

Główne obszary prawa to prawo sektorowe:

- Dyrektywy nt. Rynku Wewnętrznego (obowiązujące dyrektywy z II fali liberalizacji nie obowiązują bezpośrednio, ale muszą zostać implementowane do przepisów danego kraju)
  - Rozporządzenia nt. Rynku Wewnętrznego
- oraz prawo konkurencji:
- Art. 101 Traktatu Lizbońskiego (zakaz budowania karteli lub innych porozumień eliminujących konkurencję)
  - Art. 102 Traktatu Lizbońskiego (przeciw nadużyciom).

Prawo sektorowe w energetyce:

Casus: Sprawa C-17/03 (2005 r.) – istniejąca infrastruktura:

Długoterminowe rezerwacje mocy na interkonektorach między Holandią i Belgią (grandfathering rights) Europejski Trybunał Sprawiedliwości uznał za nielegalne jako niezgodne z prawem sektorowym (Dyrektywa 96/92), żądając uwolnienia mocy przesyłowych i rozdzielanie ich w drodze aukcji. (Spółki importujące energię elektryczną z Francji do Holandii ponosiły dodatkowe koszty – koszty aukcji).

Dyrektywa 2003/54: nowa infrastruktura

Dostęp do sieci podlega zasadzie rTPA; Komisja Europejska dopuszcza możliwość wyłączenia czasowego nowej infrastruktury.

Rozporządzenie 1228/2003: możliwość wyłączenia od rTPA (możliwie krótkiego)

- zgłoszenie do Krajowego Urzędu Regulacji (w Polsce – URE)
- konsultacja Komisji Europejskiej, istnieje możliwość zmiany decyzji Urzędu (po konsultacji z uczestnikami rynku).

Casus: Eastlink (2006 r., 350 MW, 99 km), łączący bałtyckie systemy z europejskimi (możliwość handlu przez Nordpool) został wyłączony do końca 2013 r.



Casus: BritNed (1000 MW, 260 km) od 2011 r. zostanie wyłączony na 25 lat.

Prawo konkurencji w energetyce:

Casus: Svenska Kraftnät – Art.102 (w toku)

Operator systemu przesyłowego (bez działalności komercyjnej) jest podejrzany o ograniczanie dostępu do interkonektorów i utrudnianie handlu międzynarodowego. W ramach kary zaoferował poprawę systemu aukcji, zarządzania zapęszczaniem, dodanie stref cenowych oraz zwiększenie inwestycji, czyli uniknął wysokiej grzywny idąc na ustępstwa (mając rozległe uprawnienia, Komisja może nałożyć grzywnę lub wymóc ustępstwa). Trzeba dodać, że możliwe jest nadużywanie pozycji dominującej przez firmy, które nie są zintegrowane pionowo.

Prawo sektorowe w gazownictwie (brak takich precedensów jak w energetyce):

Dyrektywa 2003/55: nowa infrastruktura podlega zasadzie rTPA; dotyczy gazociągów (wewn. UE) i terminali LNG

Art. 22 Dyrektywy 2003/55: możliwość wyłączenia (procedura analogicznie jak Rozp. 1228/2003).

Komisja Europejska stosuje tu indywidualne podejście, z wykorzystaniem prawa o konkurencji.

Casus: gazociąg Nabucco (3300 km, 33 mld m<sup>3</sup>/rok) – wyłączenie od 2015 r. na 25 lat (50% wyłączenia, po 20 latach inwestorzy mają przedstawić sposób uwalniania emisji).

Terminale LNG: Wielka Brytania, Holandia, Francja, Polska (Komisja będzie w Polsce bardziej wyrozumiała dla inwestorów, ponieważ mamy ograniczony rynek).

Prawo konkurencji w gazownictwie:

Casus: GDF SUEZ, Art. 102 (3 XII 2009), struktura istniejąca.

Podejrzany o utrudnianie dostępu do przepustowości importowej (interkonektorów, terminali LNG); zaoferował rozległe ustępstwa dotyczące rezerwacji przepustowości – Komisja zatwierdziła ustępstwa po konsultacji publicznej, dzięki czemu firma uniknęła wysokiej grzywny.

Casus: E.ON i GDF SUEZ, Art. 101 (VII 2009).

Firmy stworzyły kartel (wg KE już w latach 70. XX w.), zawierając porozumienie o niewchodzeniu na wzajemne rynki odnośnie gazu z gazociągu MEGAL, co przyczyniło się do wzmocnienia pozycji rynkowych obu firm. Grzywna jest wysoka (2x553 mln €), ponieważ nastąpiło porozumienie poziome między konkurentami, a wykroczenie trwało nieprzerwanie od 1975 roku.

Komisja Europejska sprawdza przepustowość linii przesyłowych – aktualnie prowadzone sprawy w Europie Zachodniej dobiegają końca. Obecnie większą uwagę KE kieruje na rynki Europy Śr.-Wsch.; 25 listopada br. Nastąpiła niezapowiedziana inspekcja KE w ČEZ, podejrzanym o zawyżanie hurtowych cen elektryczności. Zajęto (skopiowano lub zaplombowano) dokumenty, komputery i telefony. Zawartość dokumentacji sprawdzana jest w Brukseli. Za złamanie plomby grozi wysoka grzywna (E.ON zapłacił np. 38 mln €).

Jeśli nieuczciwe działanie zostanie udowodnione, ČEZ może zostać ukarany grzywną lub zmuszony do dużych ustępstw.

Trzeci Pakiet Klimatyczno-Energetyczny (zacznie obowiązywać od 2013 r.) zwiększa niezależność, ale i obowiązki operatorów systemów przesyłowych, nakłada m.in. obowiązek przedstawienia 10-letniego planu inwestycji i współpracy; kładzie duży nacisk na rozwijanie nowych połączeń transgranicznych i daje większe uprawnienia Krajowym Urzędem Regulacyjnym.

Kolejnym prelegentem IV Sesji był **Pan Marcin Lewenstein**, Dyrektor Biura Nowych Przedsięwzięć PGNiG SA, który przedstawił prezentację „**Bezpieczeństwo energetyczne a energia z zagranicy**”.

Z punktu widzenia PGNiG SA należy rozwijać import, poszukiwania i wydobycie ropy naftowej i gazu na świecie, ponieważ polskie zasoby są niewystarczające. PGNiG SA zakupiła udziały w koncesji poszukiwawczo-wydobywczej na złożach Skarv, Snadd i Idun na Morzu Północnym, a ponadto w Egipcie, Libii, Pakistanie oraz południowej Danii i systematycznie zwiększa wydobycie gazu – w kolejnych latach jest przewidywany wzrost do 6.3 mld m<sup>3</sup> rocznie, a ropy naftowej do ok. 1,8 mln ton rocznie.

Zakończono prace wstępne (organizacyjne) związane z inwestycją w Norwegii, planowane jest wykonanie 16 odwiertów wydobywczych ropno-gazowych (2009/2010), budowa platformy FPSO (pływającej platformy wydobywczej, magazynowania i załadunku);

Roczna produkcja z norweskich złóż wyniesie (po 2011 roku):

- 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego
- 0,4 mln ton ropy naftowej oraz NGL.

Zakup złóż Idun/Skarv/Snadd jest pierwszym elementem złożonego projektu, który ma zapewnić transport gazu z NCS do Polski, dywersyfikację źródeł dostaw gazu, okazją do zdobycia doświadczenia oraz „know-how” przy podwodnym wydobyciu surowców.

Oprócz wymienionych wcześniej kierunków poszukiwań, PGNiG SA stara się również zainwestować w złoża w Algierii.

Podstawowym celem dywersyfikacji jest zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw, a co za tym idzie - uniknięcie przerw w dostawach gazu, ograniczenie zależności od jednego kierunku dostaw (obecnie 66%), umożliwienie importu wyższych wolumenów gazu (popyt na gaz rośnie, zaś obecne punkty wejścia są przeciążone), zbilansowanie źródeł dostaw gazu i zwiększenie elastyczności funkcjonowania polskiego rynku gazu.

Dzięki współpracy z UE będzie coraz mniej zagrożeń, zwiększy się też bezpieczeństwo i elastyczność graczy na rynku.

Terminal LNG w Świnoujściu jest realizowany przez spółkę Gaz System, ma ruszyć od 2014 roku. Po kryzysie Rosja-Ukraina z RosUkrEnergo kontrakt nie jest realizowany; obecnie podpisujemy kontrakt z Gazpromem, co pozwoli nam zachować bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Budowa połączeń Europejskiego Systemu Przesyłowego umożliwi wymianę handlową z rynkami sąsiadującymi oraz dostęp do bardziej płynnych rynków gazu (np. hub w Baumgarten – który jest dużym projektem, ale opłacalnym).

Wzrost zapotrzebowania na gaz ze strony elektroenergetyki będzie kluczowym elementem zwiększania się popytu na ten surowiec w Polsce, a obowiązkiem PGNiG SA jest ten popyt zaspokoić, ponieważ stanowi to warunek bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Następnym prelegentem sesji był **Pan Mario Nullmeier**, Szef Departamentu ds. Państw Nadbałtyckich E.ON Ruhrgas. W swoim wystąpieniu mówił o organizacji systemu energoelektrycznego państw regionu bałtyckiego.

Planowanych jest kilka połączeń pomiędzy państwami bałtyckimi w systemie Nordel i UCTE. W ciągu 10-15 lat ma nastąpić rozbudowa systemu z włączeniem Polski. Po uruchomieniu elektrowni w Ignalinie produkcja energii zwiększy się 2-krotnie, co pozwoli zapewnić dostawy do państw systemu. Włączenie systemu energetycznego państw bałtyckich do UCTE z oczywistych względów cieszy się poparciem polityków krajowych i Komisji Europejskiej.

Obecnie poszukiwane są optymalne rozwiązania dla przeprowadzenia linii gazu do Świnoujścia rurą bałtycką. Propozycje dostaw gazu to linia Finlandia-Estonia, Polska-Litwa i terminal LNG, dla Polski – terminal LNG w Świnoujściu, rura bałtycka, rurociąg jamajski. Kolejne propozycje połączeń są w opracowaniu.

Priorytetem dla E.ON Ruhrgas jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego dla państw regionu Bałtyku przy harmonijnej współpracy z krajowymi rządami i Komisją Europejską, przy czym energia nie jest celem sama w sobie – liczy się szersza współpraca.

Znakomitym gościem Konferencji był **Pan Gunnar Wieslander**, Sekretarz Stanu Ministerstwa Spraw Zagranicznych Królestwa Szwecji, który wygłosił referat nt. „Doświadczenia Szwecji w efektywności ekologicznej i jej rozwoju”.

Głównym hasłem Szwecji w efektywności energetycznej jest „Najtańsza energia to taka, która nie została wyprodukowana i zużyta”. Jednak nie można żyć bez energii, dlatego Szwecja jest nowatorskim krajem w jej efektywnej produkcji i wykorzystaniu.

Ponieważ klimat na naszej planecie ulega zmianie, globalne ocieplenie jest faktem, należy podjąć wszelkie wysiłki, żeby temu zapobiegać. Szwedzka gospodarka zależała kiedyś od ropy naftowej, tak jak Polska obecnie zależy od węgla. W celu osiągnięcia wysokiej energooszczędności w zgodzie z ekologią, wprowadzono wiele rozwiązań legislacyjnych i podjęto wiele decyzji inwestycyjnych, otwierających rynek alternatywnych źródeł energii. Nowe rozwiązania prawne wprowadziły m.in. nowy system podatkowy i system wsparcia obligujący lokalne władze do przygotowania i wdrożenia w życie regionalnych źródeł energii. Ta polityka wypracowała nową definicję wykorzystania paliw i dywersyfikacji szwedzkich źródeł energii – obecnie Szwecja jest w zasadzie niezależna od zagranicznych dostaw paliw kopalnych (gazu, węgla, ropy naftowej) do wytwarzania elektryczności i ogrzewania, z wyłączeniem transportu.

Obecnie energia jest pozyskiwana przede wszystkim z wykorzystaniem wszelkich materiałów, które można do tego celu użyć. Są to odpady drzewne, biomasa, przemysłowe odpady drzewne, żywice, odpady komunalne, odpady z przetwarzania gazu, gorące źródła. Gaz naturalny, ropa naftowa i węgiel mają w tym procesie zaledwie 16-procentowy udział. W porównaniu do 1990 roku, obecnie emisja CO<sub>2</sub> spadła o 9%, a wykorzystanie biomasy wzrosło o 79%.

Wiele wysiłków zostało skierowanych w energooszczędność. Mimo rozwoju gospodarczego o 80%, wzrostu liczby ludności itd., zużycie energii utrzymuje się na podobnym poziomie jak w 1980 roku.

Doświadczenia Szwecji udowadniają, że po pierwsze: można, a po drugie: opłaca się oszczędzanie energii. Wykorzystanie odpadów komunalnych i przemysłowych jest bardzo

wartościowym źródłem energii, przede wszystkim pozwala obniżyć koszty produkcji i zwiększać konkurencyjność. Dodatkowo nie ma problemu z bezpieczeństwem energetycznym kraju – główne źródła energii są na miejscu, trzeba je tylko mądrze wykorzystać.

Polska też mogłaby powtórzyć sukces energetyczny Szwecji, trzeba tylko podjąć zdecydowane działania w tym kierunku. Początki już są: większość urządzeń wykorzystywanych w procesach produkcji i oszczędności energii zostało wyprodukowanych właśnie w Polsce.

Następnym prelegentem był **Pan Björn Ullbro**, Główny Menedżer ds. Strategii Wärtsilä Power Plants, który wygłosił prelekcję nt. „**Bezpieczeństwo energetyczne państwa**”.

Zdaniem Pana Ullbro optymalna pojemność systemu zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne powinna kształtować się na poziomie nieco powyżej 100%. W skład systemu powinny wchodzić: węgiel, gaz i ropa naftowa oraz źródła odnawialne.

Moc dynamiczna = moc bezpieczna.

Bardzo ważna jest moc dynamiczna, ponieważ poziom poboru prądu jest zmienny w ciągu doby. Przy wysokiej mocy dynamicznej nie trzeba budować dużej sieci transmisyjnej, można wykorzystać dystrybucję istniejącą.

Krzywa dynamiczna mocy systemu w Teksasie pokazuje zróżnicowanie dostaw mocy do odbiorców końcowych w zależności od zapotrzebowania w danych porach doby.

Następnym prelegentem był **Pan Alexandr Erszow**, Doradca w Przedstawicielstwie Handlowym Ambasady Federacji Rosyjskiej w Rzeczypospolitej Polskiej.

Pan Erszow powiedział, że wystąpienia Pana Maciejewskiego i Nullmeiera były bardzo interesujące, ale przedmówcy nie wspomnieli o połączeniach polsko-rosyjskich w regionie kaliningradzkim, co zapewne zmieni się po wybudowaniu elektrowni jądrowej, której I blok może zostać uruchomiony szybciej niż elektrownia w Ignalinie, a energia z niej może być tańsza niż litewska.

Jest zrozumiałe, że nabywca nie chce być uzależniony od jednego dostawcy i odwrotnie, a bezpieczeństwo energetyczne i tranzytu ma swoją cenę (przykład Nordstream). Cena dla nabywcy wpłynie na koszty produkcji i zależy od rozwiązań systemowych. Odnosi się to nie tylko do energii, ale całego przemysłu paliw.

Pan Erszow podkreślił chęć Rosji do współpracy na gruncie dostaw energii elektrycznej z Polską i innymi krajami Unii Europejskiej.

Kolejnym mówcą był **Pan Anatol Kotov**, II Sekretarz Ambasady Republiki Białorusi w Rzeczypospolitej Polskiej.

Pan Kotov stwierdził, że Białoruś ma połączenia energetyczne z wszystkimi swoimi sąsiadami, w tym 2 z Polską, jednak obydwie są obecnie wyłączone. Trwają rozmowy o wznowieniu dostaw na linii Brześć – Wólka Dobryńska. Linia Roś – Białystok jest w złym stanie technicznym i wymaga wstawki prądu stałego back-to-back. Modernizacja i rozbudowa tej linii do 400 kV wymaga poważnych inwestycji.

Każde połączenie transgraniczne daje korzyści obu stronom: bezpieczeństwo, możliwość pracy w obie strony zależnie od cen, które bywają zmienne.

Białoruś jest uzależniona od gazu, zatem chce dokonać dywersyfikacji, wprowadzając energię jądrową i węglową.

Obecnie trwają rozmowy z PSE-Operator i operatorami prywatnymi, ale trzeba zbadać na ile te kontrakty będą opłacalne. Przygotowanie studium wykonalności Białoruś chce sfinansować przy współpracy z Unią Europejską.

Białoruś nie uważa połączeń transgranicznych za zagrażające bezpieczeństwu, wręcz przeciwnie – każdy kraj powinien być zabezpieczony energetycznie.

Tym wystąpieniem zakończono Sesję IV i rozpoczęła się **Sesja V: „Jak zredukować emisję – skutecznie, bez niszczenia gospodarki, z zyskiem?”**.

Pierwszym prelegentem tej sesji był **Pan Andrzej Szymański**, Prezes Zarządu Landis+Gyr Sp. z o.o.

Pan Szymański mówił o efektywności energetycznej i wdrażaniu tematów smart meteringowych.

Smart metering jest bardzo popularny w USA, ponieważ zauważono tam korzyści, jakie przynosi dystrybutorom i klientom. System ma działanie dwukierunkowe i daje wymierne efekty. Ma liczne zalety, niektóre z nich to optymalizacja przepływów, wykrywanie awarii, ograniczanie strat technicznych, zdalny odczyt układów pomiarowych, zdalna konfiguracja pomiarów, kontrola zapotrzebowania na moc, zdalne wyłączenie, optymalizacja zużycia i inne.

Korzyści dla dostawcy to ograniczenia plików mocy, stabilizacja przesyłu, ciągłość zasilania, niższe koszty energii i niższe rezerwy mocy szczytowej. Z kolei odbiorcy mają pewność ograniczenia liczby wyłączeń, stabilnej dostawy i dzięki atrakcyjnym taryfom – zachętę do oszczędzania.

Dodatkowe korzyści smart meteringu to elastyczność i możliwość wykorzystania dostępnych technologii.

Dzięki smart meteringowi można zarządzać wieloma rodzajami energii, co przynosi korzyści dla spółek energetycznych (odliczone koszty odczytu, systemu rozliczeń, faktur, rozliczania podatku VAT od każdego rodzaju energii oddzielnie, akcyzy, obsługi bazy danych klientów), a także dla klientów końcowych (rachunki są zrozumiałe, brak kosztów przelewów i abonamentów).

Spersonalizowane domowe terminale do dwukierunkowej komunikacji są przystosowane do obsługi wszystkich rodzajów energii, a dodatkowo zmieniają zachowania klientów na energooszczędne.

Następnym prelegentem był **Pan Maciej Wiśniewski**, Prezes Zarządu Consus SA, który wystąpił z prezentacją „**Redukcja konsumpcji szansą (koniecznością) na globalną redukcję emisji**”.

Pan Wiśniewski od razu zaznaczył, że nie można tu mówić o zysku z systemu handlu emisjami – jest to koszt wytworzenia produktu podstawowego, co najwyżej po prostu wydamy mniej pieniędzy niż inni.

Kiedyś elektrownie po prostu produkowały prąd – obecnie posiadają liczne certyfikaty. Strategia przedsiębiorstwa została znacznie rozbudowana i obecnie obejmuje zarządzanie emisjami, energią (po stronie podaży i po stronie popytu), specyficzne inwestycje (CDM, JI i CCS) i handel certyfikatami i innymi jednostkami zakresie krótko- i długoterminowym.

W temacie strategii zarządzania energią po stronie popytu jest pewna sprzeczność dla przedsiębiorstwa energetycznego – z jednej strony mówimy o inwestowaniu w redukcję konsumpcji, z drugiej strony energetyka chce produkować więcej energii i zarabiać.

Żeby ochrona środowiska była rzeczywiście realizowana należy wprowadzić mechanizmy ekonomiczne a nie nakazowo-kontrolne (dotyczącym emisji pyłów i gazów do środowiska) i w systemie rynkowym (amerykańskim). W mechanizmach ekonomicznych jednostki czy uprawnienia powinny być nie powinny być rozdawane za darmo gdyż powoduje to zachwianie konkurencyjności w pewnych branżach

Wymogiem dla przedsiębiorstw jest liczenie kosztów krańcowych redukcji emisji, wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, Kogeneracji i innych. Tylko porównując te koszty krańcowe Można podjąć racjonalne decyzje inwestycyjne.

Ostatnim prelegentem V Sesji był **Pan Krzysztof Kołodziejczyk**, Doradca Zarządu Globema Sp. z o.o., który przedstawił zebranym prezentację „**Projekt ElGrid a CO<sub>2</sub>**”.

Sieć inteligentna (Smart Grid) to sieć energetyczna, która pozwala na inteligentne zintegrowanie działań wszystkich jej użytkowników – generujących i/lub konsumujących energię, w celu efektywnego, o wysokiej jakości i bezpiecznego dostarczania energii. Jest połączeniem 3 infrastruktur: energetycznej, informatycznej i sprzętowej.

ElGrid™ stanowi system wspomagania rozwoju i optymalizacji pracy sieci energetycznych z przyłączonymi źródłami rozproszonymi, magazynami energii oraz odbiorami sterowanymi. Badania smart meteringowe U.S. Department of Energy po wprowadzeniu sieci inteligentnych wykazały na 10% zmniejszenie całkowitego zapotrzebowania na energię i 15% zmniejszenie wysokości zużycia energii w pikach.

System Smart Grid wymaga wysoko zaawansowanych urządzeń informatycznych, ponieważ muszą one gromadzić, przetwarzać i analizować w czasie rzeczywistym znaczne ilości danych, dodatkowo muszą być w pełni skalowalne i autonomiczne, w minimalnym stopniu wymagające ingerencji człowieka.

Głównym celem realizacji projektu ElGrid, który rozpoczął się 29.10.2009 r. i ma być realizowany przez 2,5 roku, jest znoszenie barier w rozwoju źródeł generacji rozproszonej, ale nie tylko. Cele dodatkowe to: opracowanie wzorcowego modelu danych dla zróżnicowanych potrzeb obliczeniowych, dostarczenie narzędzi do optymalizacji eksploatacji i rozwoju sieci

energetycznych, wsparcie prognozowania produkcji i zapotrzebowania na energię, sterowanie źródłami, magazynami i wybranymi odbiorcami.

Tak czy inaczej – elektroenergetyczne sieci inteligentne całkowicie zmienią w przyszłości oblicze energetyki.

Po wystąpieniu Pana Kołodziejczyka rozpoczęła się **VI Sesja: „Quo vadis energetyka? Europejska i światowa droga ku efektywności”**.

Jako pierwsza wystąpiła **Pani Ute Collier** z Wielkiej Brytanii, Team Leader, The Committee on Climate Change, która przedstawiła przykłady rozwiązań legislacyjnych Wielkiej Brytanii w zakresie efektywności energetycznej.

Pani Collier przedstawiła w skrócie Komitet ds. Zmian Klimatycznych (The Committee on Climate Change) jako globalnego lidera w działaniach na rzecz ochrony klimatu.

Pani Collier podkreśliła, że głównymi źródłami emisji są elektrownie węglowe, natomiast instalacje gazowe są zarówno nowoczesne, jak i przestarzałe – nikt się do niedawna nie martwił efektywnością energetyczną.

I Dyrektywa Unii Europejskiej (z 2008 r.) dotycząca emisji CO<sub>2</sub> zobowiązuje do redukcji emisji o 80% do 2050 roku.

Komitet ds. Zmian Klimatycznych istnieje niezależnie, jest finansowany przez rząd brytyjski, a zajmuje się nadzorowaniem i monitorowaniem kwestii związanych z ochroną klimatu. Komitet raportuje do Parlamentu Brytyjskiego w sprawach realizacji zalecanych zmian i przestrzegania przepisów; odgrywa bardzo ważną rolę jako niezależny doradca. Rząd musi niezwłocznie reagować na wszelkie jego sugestie i zalecenia. Komitet przygląda się pilnie także innym zagadnieniom bezpieczeństwa.

Wielka Brytania przykładą wielką wagę do ochrony klimatu, ponieważ zmiany klimatyczne będą miały (a właściwie już mają) duży wpływ na ten wyspiarski kraj.

Jak Wielka Brytania realizuje redukcję emisji o 80% do 2050 roku? Otóż cel podzielono na tzw. budżety w okresach 5-letnich. Trzy pierwsze budżety powstały w 2009 r., w 2010 dołączą do nich 4 kolejne. Zasada jest taka, że jeśli w jednym budżecie zabraknie pieniędzy na jakiś cel, można wziąć pożyczkę z następnego budżetu, ale nie więcej niż 1%. Udziały w budżecie można też zdeponować w banku.

Rząd musi przedstawić Parlamentowi politykę realizowania tych budżetów węglowych. Komitet, patrzy na wszystkie sektory, zobowiązania, proponujemy budżet węglowy.

W 2020 roku Wielka Brytania planuje zmniejszenie emisji o 40%.

Jak do tego dojść?

Wiele wcześniejszych polityk jest poprawianych. W przemyśle i budownictwie, jak się okazuje, można osiągnąć sukces – emisje się zmniejszyły, ale prawdą jest, że wiele zakładów zostało zamkniętych.

„Trzeba pamiętać o zmniejszaniu emisji bez szkody dla konkurencyjności, dlatego główny nacisk kładziemy na odbiorców końcowych, indywidualnych klientów” – powiedziała Pani Collier. – „Ważne jest prawidłowe ocieplanie budynków, oszczędne gospodarowanie energią. Opracowujemy system handlu emisjami. Mamy ambicje i musimy pracować nad ograniczeniem emisji i efektywnością. W przypadku domów można osiągnąć poprawę nawet o 30%. Musimy mieć bardzo spójny program, jednocześnie kontrolować wszystkie sektory gospodarki w celu ograniczenia emisji i zwiększania efektywności energetycznej”.

Następnym prelegentem był **Pan Thomas Palaia**, I Sekretarz Ambasady Stanów Zjednoczonych w Rzeczpospolitej Polskiej.

Pan Thomas Palaia stwierdził, że wszelkie dyskusje są istotne, ponieważ wszystko, co wiąże się z bezpieczeństwem energetycznym wymaga wielkiej uwagi i stosowania dobrych rozwiązań. Na całym świecie istnieją wspólne niepokoje i rozterki związane z energetyką.

Stany Zjednoczone starają się aktywnie uczestniczyć w globalnych pracach nad efektywnością energetyczną. Jednak gospodarka USA nie jest efektywna energetycznie. Na spotkaniach liderów wielu państw istnieje potrzeba wypracowania partnerstwa państwowo-prywatnego dla opracowania odpowiednich i skutecznych technologii. „Wszyscy musimy być sprytnymi, oszczędnymi konsumentami – nie tylko prywatni ludzie, ale i przemysł” - powiedział Pan Palaia.

W ostatnim okresie dokonana się w USA wielka zmiana – firmy starają się wprowadzać nowe rozwiązania w celu uzyskania oszczędności. Państwo oferuje im ulgi, korzystne rozwiązania finansowe.

Stany Zjednoczone wychodzą naprzeciw wyzwaniom związanym z bezpieczeństwem energetycznym i uważają, że kwestie związane z energetyką nie mogą być rozdzielane od klimatycznych. We współpracy z Europą starają się wprowadzać nowe zasady.

Pan Prezydent Barack Obama uważa sprawy związane z energetyką i jej efektywnością za pierwszorzędnej wagi. Kongres USA pracuje nad 2 ustawami, zamierza przeznaczyć 10 mld \$ na składowanie CO<sub>2</sub> – wcześnie inwestorzy będą nagradzani. „Bardzo wspieramy energetykę jądrową i ze źródeł odnawialnych” - powiedział Pan Palaia - „promowane są firmy produkujące efektywnie. W poszczególnych stanach, regionach wdrażane są systemy „cap&trade” jako sposób na ograniczenie emisji tlenków siarki. Polegają one na określeniu malejących co roku limitów emisji, których truciele muszą przestrzegać, przy czym mogą też między sobą nimi handlować”.

Podsumowując: Należy zadać pytanie nie **czy**, ale **jak** zachęcać ludzi do stosowania nowych technologii i włączać do tego sektory transportowy, budowlany – wszystkie elementy układanki środowiska. Wymaga to jeszcze dopracowanych przepisów prawnych i zwiększenia świadomości odpowiedzialności społecznej nas wszystkich.

Jako kolejny prelegent tej sesji zabrał głos **Pan Józef Neterowicz**, Prezes Zarządu Radscan Intervex Polska Sp. z o.o., który przedstawił zebranym prezentację nt. „**Waste to energy – szwedzki pomysł na efektywność**”.



Mówca przypomniał zebranym, że od 1 stycznia 2013 roku za brak realizacji przepisów UE dotyczących składowania palnych odpadów będziemy płacić 200 tys.€/dziennie, co oznacza, że zegar tyka i już jest najwyższy czas na działanie.

W Polsce wszelkie odpady nie są właściwie wykorzystywane – głównie trafiają na składowiska śmieci. Powinniśmy zacząć stosować rozwiązania szwedzkie, ponieważ to właśnie Szwedzi opracowali bardzo wydajny system gospodarki odpadami – prawie wszystkie są wykorzystywane do produkcji energii. Na składowiska trafia tylko 20 kg rocznie z 515 kg odpadów komunalnych generowanych przez przeciętnego mieszkańca Szwecji. Miejskie sieci ciepłne są przystosowane do przyjmowania i dystrybucji różnego rodzaju energii: ciepła odpadowego z przemysłu, bioenergii, z elektrociepłowni, energii z odpadów itp.

Szwedzi wykorzystują do produkcji energii mokre paliwa stałe, które mają wiele zalet: niskie koszty przygotowania, istnienie technologii skraplania spalin, łatwe pozyskiwanie, przechowywanie i transport, a także stały odbiorca – sieć ciepłna.

Najlepszym paliwem jest surowa biomasa drewniana, która po spaleniu daje popiół stosowany jako nawóz. Spalanie mokrego paliwa w sposób tradycyjny jest trudne i nieopłacalne, natomiast proces z odzyskiem energii z wilgoci w spalinach jest opłacalny. Ścieki są oczyszczane, a woda uzdatniana i stosowana do kotłów.

Technologia spalania odpadów pozwala uniknąć emisji szkodliwych substancji do środowiska, a same odpady są najtańszym paliwem.

Przyszła spalarnia odpadów w Krakowie ma szansę stać się ekologicznym, dochodowym źródłem energii dla tego miasta.

Minimalizacja ilości odpadów na składowiskach i maksymalne ich wykorzystanie do produkcji energii musi stać się naszym priorytetem, nie na jutro, ale już na dziś, szczególnie że mamy na to pieniądze z Unii Europejskiej – w przeciwnym razie za składowanie odpadów palnych będziemy płacili gigantyczne kary.

Ostatnim prelegentem, zamykającym zarówno VI Sesję, jak Konferencję Power Ring 2009 był **Pan Profesor Krzysztof Żmijewski**, który w swoim wystąpieniu podkreślał ogromne znaczenie efektywności energetycznej dla polskiej gospodarki.

Pan Profesor zaznaczył na wstępie, że Polska ma największe zasoby węgla z krajów nie tylko europejskich, ale i świata; z powodu szerokiego wykorzystywania węgla mamy też wysokie emisje CO<sub>2</sub>. Na wyprodukowanie 1 mln PLN PKB zużywamy bardzo dużo energii, wielokrotnie więcej niż Szwecja czy Wielka Brytania, mamy przy tym bardzo niską efektywność – tu liderem jest Japonia.

Jednak w ostatnich latach zmniejszenie emisji na 1 mieszkańca stało się w Polsce dobrze widoczne. Dzięki wielu inwestycjom od lat 90. XX w. notujemy gwałtowny spadek emisji CO<sub>2</sub> – w Polsce odbywa się na tym polu prawdziwa rewolucja. Byliśmy na dużo gorszej pozycji niż „piętnastka UE”, obecnie różnica ta maleje. Jeśli będziemy potrafili szybko wykorzystać wiedzę i doświadczenia Szwecji, Wielkiej Brytanii i Stanów Zjednoczonych, szybko zdystansujemy resztę świata w dziedzinie efektywności. Efektywność ≠ emisja CO<sub>2</sub>, starajmy się, żeby to była synergia.

Musimy realizować Dyrektywy UE, w przeciwnym razie od 2020 r. koszt emisji CO<sub>2</sub> będzie wyższy niż koszt paliwa. Politykę energetyczną możemy wdrożyć lub nie, ale Narodowy Program Efektywności Energetycznej musimy, i to skutecznie, w przeciwnym razie nie będzie derogacji i stracimy 5,7 mld € rocznie, a koszt zakupu praw do emisji wyniesie 1800 PLN + VAT od osoby rocznie. Jeśli nie wykazemy się mądrością i starannością, zapłacimy za to wysoką cenę.

Jak najlepiej wydać te pieniądze, musimy się zastanowić, ale mamy na to tylko 18 miesięcy – do połowy 2011 r. dokument musi dotrzeć do Brukseli i zostać zaakceptowany. Przez 20 lat robiliśmy niewiele (ocieplanie budynków, wymiana rur, niewielkie inwestycje w energetykę), więc teraz naprawę musimy przyspieszyć.

Trzeba jak najszybciej wdrożyć certyfikaty efektywności energetycznej.

Konkludując:

Wiemy jak działać, znamy mechanizmy, jesteśmy w stanie zredukować emisje, mamy możliwość osiągnięcia sukcesów.

Musimy optymalizować koszty.

W wyścigu do osiągnięcia wysokiej efektywności każdy może wygrać!