PRZEGLĄD ENERGETYCZNY

Numer 2 (70)
czerwiec 2013
ISSN 1641-7992

Rok założenia 1996

IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

TAURON
POLSKA ENERGIA

Mostostal Puławy podbija Anglię

Obszar działalności naszej firmy pokrywa w zasadzie całą Europę. Już od blisko dwudziestu lat Mostostal Puławy S.A. z powodzeniem stosuje strategię dywersyfikacji rynków zbytu dla swoich usług montażowych i produkcji wyrobów stalowych, rozwijając się nie tylko na rynku krajowym, ale również w krajach Europy Zachodniej oraz Skandynawii. Na rynkach tych skupiliśmy się przede wszystkim na realizacjach projektów związanych z szeroko pojętą energetyką i ochroną środowiska, których specyfika i bardzo wysokie wymagania technologiczne pozwalają nam w pełni wykorzystywać uprawnienia techniczne i certyfikaty jakościowe zarówno samej firmy jak i naszych fachowców. Zrealizowane do tej pory projekty dla Inwestorów z całej Europy, sprawiły iż Mostostal Puławy S.A. znajduje się w elitarnym gronie uznanych firm specjalizujących się w budowie i montażach kotłów energetycznych oraz instalacji oczyszczania spalin. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że udział realizacji zagranicznych w stosunku do ogólnego portfela zleceń zwiększa się z roku na rok, co świadczy o uzyskaniu przez nasze przedsiębiorstwo całkowitej identyfikowalności naszej marki przez kontrahentów, którymi w zdecydowanej większości przypadków są wielkie korporacje międzynarodowe. Mimo to, staramy się o dynamiczne pozyskiwanie wciąż nowych Klientów, w czym znakomicie sprawdza się odpowiednio dostosowana struktura firmy, z Pionem Eksportu obsługującym strefę Skandynawii i Anglii oraz Biurem Technicznym w Niemczech, które odpowiedzialne jest za pozyskiwanie nowych projektów i obsługę już realizowanych na terenie naszego zachodniego sąsiada oraz pozostałych państw Europy Zachodniej.

Mostostal Puławy zdobył ostatnio kolejne 2 duże kontrakty montażowe w Wielkiej Brytanii. Było to możliwe m. in dzięki zdobyciu dużego bagażu doświadczeń z poprzednich realizacji w tym kraju w latach 2009–2011. Jak wiadomo, rynek brytyjski z powodu swojej specyfiki jest rynkiem trudnym dla polskich firm montażowych, które muszą pokonać wiele barier administracyjnych, organizacyjnych jak również do pewnego stopnia również mentalnych. Jedną z ważniejszych spraw którym muszą stawić czoła polskie firmy jest bardzo rozbudowane podejście do spraw dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, i to zarówno jeśli chodzi o procedury jak i o praktykę (Mostostal ma w swoim archiwum technologię rozładunku kontenera narzędziowego liczącą 33 strony). Specyfika i szczegółowość przepisów brytyjskich powoduje, że niezbędne jest włożenie dużego wysiłku organizacyjnego (jak również finansowego) w samo przygotowanie budowy i kontynuowanie tego podejścia w trakcie jej realizacji. Profesjonalizm naszej organizacji i znajomość uwarunkowań rynku brytyjskiego zostały docenione przez kilka wiodących w branży energetyki przemysłowej firm technologicznych, będących europejskimi liderami w dziedzinie kotłów dla spalarni odpadów. Pozyskane zlecenia i ich w pełni profesjonalne realizacje, pozwoliły nam zbudować i wciąż ugruntowywać w pełni partnerskie relacje z tymi potentatami. Do kontraktów, o których mowa należą: **Projekt „Riverside”**: największa spalarnia śmieci w Anglii, do której 85% odpadów dostarczanych jest drogą wodną, zaś całe wyposażenie procesowe znajduje się w strukturze o wymiarach 150 x 60 m (wysokość 50 m). W jej skład wchodzą: 3 kotły do spalania śmieci – z 3 ciągami pionowymi (montowane w pojedynczych scianach) i ciąg poziomy (evaporator, superheatery i Eco) dostarczone w modułach umieszczonych w ramach transportowych (na każdą linię moduły lewe i prawe). Moc energetyczna 62 MW. **Projekt „Cleveland”**: kocioł przystosowany do spalania śmieci. **Projekt „Ardley”**: dwa kotły 4 ciągowe z 4 biegowym rusztami. **Projekt „Cardiff”**: dwa kotły 6 ciągowe z 3 biegowymi rusztami firmy Martin, ciężar do zamontowania to 3000 ton. Zakres prac Mostostalu Puławy we wszystkich powyższych projektach zawiera oprócz prac montażowo-spawalniczych, także zapewnienie i skonfigurowanie wszystkich dźwigów koniecznych do montażu wraz z opracowaniem szczegółowych planów montażowych.

Wielka Brytania jest w chwili obecnej jednym z najbardziej obiecujących rynków jeśli chodzi o spalarnie odpadów, gdyż z powodu małej ilości tego typu instalacji i jednocześnie wchodzących w życie restrykcyjnych regulacji Unii Europejskiej dotyczących gospodarki odpadami, zaistniała tam konieczność zbudowania odpowiedniej infrastruktury. Podobny proces zachodzi w tej chwili także w Polsce, kraju jak na razie, praktycznie bez spalarni odpadów – co mimo, iż jest w naszej ocenie zbyt powolnym procesem – stanowi jednak dla naszej firmy świetną perspektywę na potencjalne zlecenia montażowe także na rynku rodzimym, zwłaszcza w kontekście posiadanych już na chwilę obecną przez Mostostal Pulawy S.A. odpowiednich referencji i co najważniejsze, doświadczeń.

Mostostal
Grupa Mostostal Warszawa PUŁAWY

Mostostal Puławy S.A.
ul. Budowlanych 5, 24-110 Puławy
tel. +48 81 473 12 40, +48 81 473 12 41, fax +48 81 473 12 44
www.mostostal-pulawy.com.pl; info@mostostal-pulawy.com.pl

SIEMENS

Ponad 60% sprawności bloku gazowo-parowego klasy H - przełom w wytwarzaniu energii

Innowacyjna technologia wytwarzania połączona z wysoką elastycznością eksploatacji.

www.siemens.com/energy

Znajdujący się w niemieckim Irsching, nowy, jednowałowy blok energetyczny SCC5-8000H, wyposażony w innowacyjną turbinę gazową Siemens SGT5-8000H – wypróbowany i przebadany w warunkach rzeczywistych – ustanowił rekordowy wynik wśród elektrowni pracujących w obiegu gazowo-parowym, osiągając sprawność wytwarzania energii elektrycznej ponad 60% netto.

Wytwarzanie energii elektrycznej z poszanowaniem środowiska naturalnego
Dzięki podniesieniu sprawności o dwa punkty procentowe – w porównaniu ze standardowymi blokami klasy F, pracującymi w obiegu gazowo-parowym – jednowałowy blok energetyczny SCC5-8000H pozwala co roku zmniejszyć emisję dwutlenku węgla o około 43 000 ton.

Maksymalna korzyść dla klienta
Rozwiązania Siemensa dla elektrowni zapewniają optymalną równowagę między nakładami kapitałowymi, parametrami technicznymi instalacji oraz uwarunkowaniami eksploatacyjnymi i serwisowymi. Dzięki zastosowaniu w pełni chłodzonej powietrzem konstrukcji, turbina gazowa typu SGT5-8000H wyróżnia się najwyższą niezawodnością i dyspozycyjnością, radykalnie obniżając koszt eksploatacji LCC (Life Cycle Costs). Kocioł odzyskowy o konstrukcji Bensona generuje parę o temperaturze 600°C, potrzebną do przekroczenia bariery sprawności 60% netto. W efekcie jednowałowe bloki energetyczne SCC5-8000H gwarantują maksymalną wartość ekonomiczną, jak również długoterminowe bezpieczeństwo inwestycji.

Najwyższa elastyczność
Możliwość codziennego rozruchu i odstawiania bloku oraz elastycznej zmiany obciążeń, a także szybkiego rozruchu – 500MW w przeciągu 30 minut – pozwalają spełnić wymagania związane z pracą regulacyjną bloku przy zapewnieniu wysokiej sprawności oraz niskich emisji przy pracy w częściowym obciążeniu. Jednowałowy blok Siemensa SCC5-8000H, o mocy ponad 570 MW stanowi przełom w technologii bloków gazowo-parowych w zakresie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, elastyczności eksploatacji oraz ograniczenia emisji spalin.

Answers for Energy

EDF POLSKA S.A.
JEDNA FIRMA
WIĘKSZE MOŻLIWOŚCI

Pragniemy uczynić EDF wiodącym, efektywnym graczem na polskim rynku energii i razem kształtować zrównoważoną przyszłość, z której będziemy dumni.

KONSOLIDUJEMY NASZE AKTYWA

Z połączenia

- EDF Rybnik
- EDF Kraków
- EDF Polska CUW
- EDF Polska Centrala

powstała **EDF Polska S.A.**

www.edf.pl

Prywatyzacja energetyki

– Po zrealizowaniu założeń „Planu prywatyzacji na lata 2008–2011" nowy „Plan" zakłada sprzedaż 300 spółek z 25 branż, m.in. z sektora energetycznego. 279 jest w gestii Ministra Skarbu Państwa, który łącznie sprawuje nadzór właścicielski nad 296 spółkami, pozostałe podlegają Ministrowi Obrony Narodowej, Ministrowi Gospodarki oraz Ministrowi Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej. Ponad 50% spółek przeznaczonych do prywatyzacja stanowią podmioty z większościowym udziałem Skarbu Państwa. W 2012 r. z prywatyzacji do budżetu wpłynęło ponad 9 mld zł z założonych 10 mld zł. W tym roku planujemy uzyskać 5 mld zł **– mówi PAWEŁ TAMBORSKI, podsekretarz stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa, w rozmowie z Jerzym Bojanowiczem.**

• ***W dokumencie „Kierunki prywatyzacji majątku Skarbu Państwa w 2012 r." z grudnia 2011 r. odnośnie do sektora elektroenergetycznego napisano tylko, iż Działania Ministra Skarbu Państwa realizowane są zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów „Programem dla elektroenergetyki" oraz „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku". Dotyczy to w szczególności korzystnej prywatyzacji podmiotów sektora, podjęcie działań zmierzających do poprawy efektywności wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. Planowane projekty prywatyzacyjne uwzględniać będą potrzeby spółek związane z potrzebami inwestycyjnymi podmiotów. Czy może Pan to uszczegółowić: co to znaczy korzystna prywatyzacja, jakie działania poprawią efektywność przesyłu i dystrybucji, jak prywatyzacja będzie uwzględniać potrzeby inwestycyjne spółek?***

– Strategia dla tego sektora „Program dla elektroenergetyki", zakłada utworzenie czterech dużych firm energetycznych. Z kolei w strategii „Polityka energetyczna Polski do 2030 r." MSP, jako właściciel przewiduje, że największe Grupy, czyli Tauron i PGE, zostaną pod kontrolą Skarbu Państwa. Zgodnie z „Planem prywatyzacji na lata 2012–13" Energa i Enea zostaną sprzedane. Wszystkie powstałe grupy energetyczne przekształcają się wewnętrznie i wdrażają wieloletnie strategie rozwoju. W taki sposób budują swoją wartość i optymalizują struktury.

Korzystna prywatyzacja, to doprowadzenie do konkurencyjnego rynku, co może przełożyć się na cenę hurtową energii elektrycznej. To także spełnienie naszych oczekiwań strategicznych oraz uzyskanie odpowiedniej wyceny, a co za tym idzie odpowiednich wpływów do budżetu. Prywatyzacja służy dalszej transformacji polskiej gospodarki, przemianom na rynku polskiej elektroenergetyki.

Spółki przewidziane do prywatyzacji muszą poprawić swoją efektywność, by nie odstawać od innych firm, zarówno państwowych jak i prywatnych. A ile jest do zrobienia, widać z porównania liczby osób zatrudnionych przy produkcji 1 MWh w Polsce i w europejskich koncernach energetycznych.

• ***Czy to dobrze, że w jednym ręku, a dokładniej – w czterech, są wytwarzanie i dystrybucja energii?***

– Kiedyś, jako bankierowi, wydawało mi się, że rynek usług finansowych w Polsce jest na długi czas „ułożony". Po czym wydarzyła się katastrofa i okazało się, że instytucje, o których sądzono, że są bardzo solidne i nie do ruszenia, zaczęły mieć poważne problemy, które doprowadziły do zawirowań na rynku. Podobnie jest z energetyką. Jakiś czas temu sądzono, że to stabilny, bo najbezpieczniejszy biznes. Tymczasem, w minionym półroczu cena energii gwałtownie spadła. Planowanie dużych projektów inwestycyjnych jest dziś trudne, bo w sektorze, który jeszcze niedawno uważany był za najbezpieczniejszy, a z punktu widzenia inwestorów wręcz nudny, pojawiły się nowe czynniki.

Uważam, że tzw. zintegrowani operatorzy, zajmujący się wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą detaliczną, tworzą łańcuch wartości, który ułatwia planowanie projektów takich jak: modernizacja mocy wytwórczych, czy budowa nowych. Lepiej planuje się finansowanie inwestycji w Grupach Kapitałowych mając przychody z poszczególnych segmentów działalności. Dlatego integracja pionowa spółek jest słuszna.

• ***Jak pan ocenia ostatnie 2 lata prywatyzacji tego sektora?***

– Od 2008 r. wpływy z prywatyzacji wyniosły 53 mld zł. Przygotowany przez resort skarbu „Plan prywatyzacji na lata 2012–2013" został 27 marca 2012 r. przyjęty przez Radę Ministrów. Zakłada on dalsze zwiększenie udziału własności prywatnej (obecne ok. 80% PKB) i ograniczenie roli państwa w gospodarce. Mieliśmy zaplanowane pewne działania, ale przeszkodą w ich realizacji było to, co działo się w Europie. Jeszcze w marcu 2011 r. sprzedaliśmy na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych inwestorom z 16. krajów na trzech kontynentach 11,9% akcji spółki Tauron Polska Energia wartości blisko 1,3 mld zł. Jednak w kwietniu 2011 r. Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o zamknięciu procesu sprzedaży 51,51% akcji Enea bez rozstrzygnięcia. Pozostała ona spółką giełdową, realizującą własny program inwestycyjny, w tym budowę nowych mocy wytwórczych w Elektrowni Kozienice. Zauważyliśmy, że po tej próbie prywatyzacji potencjalni inwestorzy strategiczni skoncentrowali się na własnych rynkach, odkładając na jakiś czas plany ekspansji, także na rynek polski. Na przykład Niemcy, którzy zamykają elektrownie jądrowe, muszą się „przegrupować". Można powiedzieć, że nasz rynek na jakiś czas się zamknął, choć zaczynamy dostrzegać pewne zainteresowanie inwestorów strategicznych.

Jednak mamy na koncie spore sukcesy. W 2012 r. za ponad 2,5 mld zł sprzedaliśmy duży (7%) pakiet akcji PGE (mamy jeszcze 61,88%). W poprzednim roku była to druga pod względem wartości transakcja giełdowa w Europie Środkowo-Wschodniej (CEE),

dokończenie na str. 6

Spis treści

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI
3, 6 Prywatyzacja energetyki

WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA: CZECHY – POLSKA
7–9 Energetyczne partnerstwo

WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA: WIELKA BRYTANIA – POLSKA
10–11 Brytyjska polityka energetyczna

DYSKUSJA REDAKCYJNA
12–17 Co dalej ze wsparciem odnawialnych źródeł energii?

OFERTA
18–19 Izolacje bez tajemnic
22–23 Udany powrót do źródeł

LUDZIE ENERGETYKI
24–25 Lucjan Nehrebecki – wybitny energetyk polski

Z DZIAŁALNOŚCI IZBY
26–27 Polsko-Amerykański Okrągły Stół Energetyczny
28 Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w drugim półroczu 2013 r.
XXI Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Izby
EXPOPOWER 2013
29 Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 858 MW w Bełchatowie
Plany rozwojowe i inwestycyjne Elektrociepłowni Łódź i Poznań S.A.
Nowi członkowie Izby
Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A.

INFORMACJE
30–31 Energetyka na świecie

WSPARCIE PROJEKTÓW INNOWACYJNYCH
32–33 Resztki unijnych euro

DZIAŁ NAUKOWO-TECHNICZNY
35–38 Przegląd paliw stosowanych w elektrowniach jądrowych

Dyskusja redakcyjna

⇨ strona 12

Izolacje bez tajemnic

⇨ strona 18

Udany powrót do źródeł

⇨ strona 22

PRZEGLĄD ENERGETYCZNY
kwartalnik

Wydawca: IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

Adres redakcji:
00-950 Warszawa
ul. Krucza 6/14
tel. (+48 22) 621-65-72,
621-35-29
fax (+48 22) 628-78-38

Rada Programowa:
Janusz Lewandowski – przewodniczący
Ryszard Popowicz – wiceprzewodniczący
Mirosław Duda, Michał Klawe,
Sławomir Krystek, Jerzy Mieczysław Łaskawiec
Andrzej Patrycy, Franciszek Pchełka

Redaguje zespół:
Redaktor Naczelny – Józef Kępka

Reklamy: „VICO 2000" Agencja Reklamowa
Monika Witkowicz, tel. kom. 0 501-092-304
tel./fax (+48 22) 304-98-35, e-mail: vico2000@post.pl

Opracowanie graficzne, komputerowe:
„FOTOSKŁAD" – Pracownia Poligraficzna
02-169 Warszawa, ul. Czardasza 16/18
tel./fax (+48 22) 868-78-30
e-mail: bkfot@ksiega.com.pl

Druk: Drukarnia LOTOS Sp. z o.o.

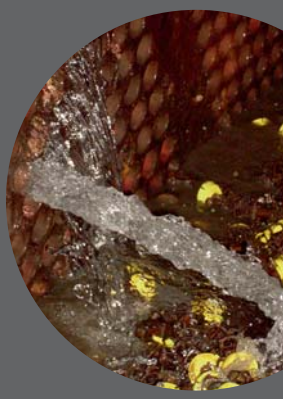
Biuro Izby
Sławomir Krystek
– dyrektor generalny
Ryszard Popowicz
– zastępca dyrektora generalnego

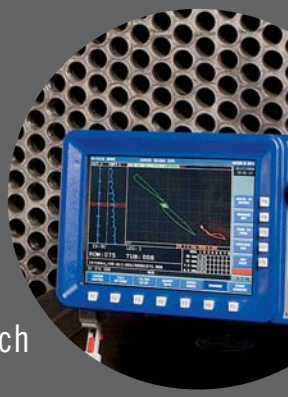
Adres Biura Izby:
00-950 Warszawa
ul. Krucza 6/14 pok. 124
tel. (22) 621 65 72,
621 35 29
fax (22) 628 78 38

e-mail: sekretariat@igeos.pl
internet: www.igeos.pl

CONCO EAST

Czyszczenie i diagnostyka rurek kondensatorowych





Dotychczas przebadaliśmy 180 kondensatorów i wymienników ciepła w kraju i zagranicą.

- **Wykonujemy diagnostykę** rurek kondensatorów metodą prądów wirowych

  Wykrywamy:
  - ubytki grubości ściany na skutek erozji, otarć, wibracji itp.
  - perforacje
  - wgniecenia

  Określamy położenie wad

- **Czyścimy rurki** w kondensatorach i wymiennikach ciepła metodą przestrzeliwania nabojami **CONCO** i metodą wiercenia **Hydrodrill**.

- **Zapewniamy poprawę próżni** w skraplaczu i przedłużamy czas życia rurek

CONCO EAST **CONCO EAST Sp. z o.o.** ul. Pięciolinii 6/27 | 02-784 Warszawa
tel.: +48 22 643 25 77 | fax: +48 22 641 63 13 | info@concoeast.pl | www.concoeast.pl

Prywatyzacja energetyki

dokończenie ze str. 3

a czwarta w regionie EMEA. Wzięli w niej udział inwestorzy krajowi oraz z Wielkiej Brytanii, Singapuru, USA, Niemiec, Hong Kongu i Szwajcarii. Udało się wreszcie przeciąć „węzeł gordyjski", czyli zamknąć najdłużej trwający w krajowej energetyce proces prywatyzacji Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin odpowiadającego za 8,5% generacji. Spółka, w której Skarb Państwa i Elektrim mieli przed zakończeniem prywatyzacji po 50% udziałów, jest teraz notowana na GPW.

Dzisiaj koncentrujemy się na przygotowaniu do debiutu giełdowego Energii SA. Przypomnę, że w czerwcu 2012 r. została rozwiązana umowa z września 2010 r. dotycząca sprzedaży pakietu 84,19% akcji tej spółki. Chcielibyśmy, by w tym roku spółka weszła na GPW i niebawem podejmiemy decyzję dotyczącą składu konsorcjum doradców. Skarb Państwa zatrzyma pakiet kontrolny, który później pozwoli na wybranie dalszego sposobu jego zbycia: poprzez giełdę czy sprzedaż strategicznemu inwestorowi. Tak jak w każdym dużym procesie prywatyzacji realizowanym za pośrednictwem GPW, liczymy na zainteresowanie indywidualnych inwestorów.

Pracujemy nad uregulowaniem kwestii prawnych związanych z prywatyzacją Zespołu Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. W kwietniu 2011 r. ogłosiliśmy zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia blisko 2,3 mln akcji imiennych o wartości nominalnej 100 zł każda, stanowiących 100% kapitału zakładowego tej spółki. Minister Skarbu Państwa dopuścił do negocjacji kilku inwestorów. 30 maja 2012 r. z Energo-Pro i jej spółką zależną Cambert Investment Sp. z o.o. została zawarta umowa przedwstępna, a podpisanie ostatecznej zaplanowano na I półrocze 2013 r. Jednak przedwstępna umowa wygasła i na początku stycznia br. proces prywatyzacji został zamknięty bez rozstrzygnięcia.

Planujemy także wyjść z akcjonariatu tzw. resztówek, takich jak: Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Legnicy S.A., w którym mamy 0,2% akcji, Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki „Jedlicze" Sp. z o.o. (0,44%), Elektrim-Megadex S.A. (1,1%) czy „Elektrociepłownia Andrychów" Sp. z o.o. (1,92%).

• ***Czy nie sądzi pan, że to przyglądanie się inwestorów strategicznych może być efektem działania ministrów gospodarki i środowiska oraz Komisji Europejskiej. Bo inwestorzy mogą czekać na ostateczny kształt tzw. trójpaku energetycznego, w tym ustawy o OZE, a także czy UE uda się narzucić zredukowanie do 2050 r. o 80% emisji CO_2, gdy nasza energetyka w 90% korzysta z węgla?***

– Oczywiście, że te kwestie mają wpływ także na nasze spółki energetyczne, które muszą wiedzieć czy i co warto budować. Bo każdy inwestor musi stworzyć swój model finansowy i ocenić, m.in. czy ta inwestycja jest ryzykowna i efektywna. Niewiadomych, określających reguły gry na tym rynku, powinno być jak najmniej.

• ***A czy sektor energetyczny musi być w rękach polskich?***

– To dobre pytanie, w Europie mamy sporo przykładów państwowych firm energetycznych. Z drugiej strony np. w Wielkiej Brytanii generacja i dystrybucja znajduje się w prywatnych rękach. Możliwe jest rozwiązanie, w którym profesjonalny, sprawny nadzór nad sektorem energetycznym, taka kontrola administracyjna, zapewnia jego bezpieczeństwo, rozumiane, jako ciągłość dostaw energii.

W zmieniającym się świecie musimy dbać o rozwój i dywersyfikację polskiej generacji w tym o źródła pozyskiwania surowców energetycznych. Dlatego sądzę, że z punktu widzenia strategicznego, własność polska jest istotna.

• ***Ale czy jest to możliwe, bo po pewnym czasie może się okazać, że „właścicielami" Energii nie są miliony Polaków, ale zagraniczny koncern?***

– Po to jest rynek giełdowy, by ten transfer własności odbywał się w miarę płynnie. W przypadku tzw. spółek kluczowych, Skarb Państwa może zachować tzw. kontrolę właścicielską, co nie wyklucza ich obecności na giełdzie. Zależy nam, by były na niej notowane, gdyż to oznacza transparentność i profesjonalny zarząd. To poddanie się codziennej ocenie rynku. W większości statutów kluczowych spółek są zapisy zabezpieczające interes Skarbu Państwa.

• ***Skąd takie zaangażowanie resortu w poszukiwania gazu łupkowego, czego dowodem jest podpisanie 4 lipca 2012 r. porozumienia o współpracy PGNiG, ENEA, KGHM Polska Miedź, PGE i TAURON Polska Energia, któremu patronował minister Budzanowski?***

– Zarządy tych spółek uznały, że ta współpraca – mająca istotny wpływ na dywersyfikację dostaw energii – nie jest wbrew ich interesom, bo inaczej nie przystąpiłyby do porozumienia. Otwarta jest kwestia udziału każdej ze spółek w finansowaniu tego przedsięwzięcia. Z drugiej strony, we wstępnej fazie projektu (poszukiwania, próbne odwierty, szacowanie wielkości złoża) taka współpraca jest korzystna, bo koszty ewentualnego ryzyka rozkładają się na więcej podmiotów. Poza tym poszukiwanie, a następnie eksploatowanie gazu łupkowego, jest w interesie tych spółek, bo np. energia jest jednym z istotnych kosztów działalności KGHM Polska Miedź, który rozmawia ze spółkami energetycznymi o utworzeniu joint-venture i wybudowaniu elektrowni.

• ***PGE deklaruje, że nie może jednocześnie szukać gazu i budować elektrowni atomowej.***

– Oba projekty są na wstępnym etapie zaawansowania i pozostają priorytetem dla polskiego rządu.

• ***… już są 2 lata opóźnienia!***

– Budowa elektrowni jądrowej jest procesem skomplikowanym i kosztownym, a przez to długotrwałym. Rok 2020 ujęty w Projekcie Programu Polskiej Energetyki Jądrowej był terminem orientacyjnym, założonym na wstępnym etapie prac nad programem. Pełnomocnik rządu ds. energetyki jądrowej Hanna Trojanowska już w sierpniu 2010 r. informowała o konieczności aktualizacji harmonogramu w zakresie terminu oddania pierwszego bloku elektrowni jądrowej do eksploatacji.

• ***Wspieraniu rentownych projektów dotyczących m.in. infrastruktury energetycznej (dystrybucja i wytwarzanie) i gazowej (sieć przesyłowa, wydobycie i magazyny) i zagospodarowania złóż węglowodorowych (w tym gazu z łupków) ma służyć ogłoszony w ub. roku przez premiera Donalda Tuska program „Inwestycje Polskie".***

– Lada moment program będzie gotowy operacyjnie do działania i środki z niego będą mogły też być użyte między innymi w finansowaniu dużych inwestycji energetycznych. Zależy nam na szerokim informowaniu o tym programie, więc umówiliśmy się ze Sławomirem Krystkiem, Dyrektorem Generalnym Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska i w kwietniu zorganizowaliśmy konferencję, na której wysłuchaliśmy głosu branży, a także poinformowalilśmy, na co może liczyć.

• ***Ministerstwo SP pełni nadzór właścicielski nad spółkami elektroenergetycznymi, ale… za bezpieczeństwo energetyczne państwa odpowiada Ministerstwo Gospodarki, a za niezwykle istotny dla polskiej elektroenergetyki Pakiet Energetyczno-Klimatyczny – Ministerstwo Środowiska. Czy w takiej konfiguracji można pracować, coś planować?***

– Wszyscy trzej ministrowie są członkami tego samego rządu, co pozwala na koordynację działań. Gdyby interesujące nas spółki były w gestii Ministerstwa Gospodarki to byłyby one zjednoczeniem przemysłu energetycznego. I z jednej strony, ustalałoby zasady funkcjonowania tego rynku, a z drugiej – odpowiadało właścicielsko. Dlatego rozdzielamy kwestie regulacyjne od własnościowych. Zwłaszcza, że w Polsce działają też podmioty ściśle prywatne. Poza tym, wszystkie resorty dążą do wspólnego celu, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Nie ma tu mowy o rywalizacji.

• ***Dziękuję za rozmowę.***

Energetyczne partnerstwo

– Polsko-czeska współpraca w szerokopojętym sektorze energetycznym (prąd, gaz, ropa) wynika ze wspólnoty interesów, aczkolwiek na pierwszy rzut oka mogłoby się wydawać, że ponieważ Polska ma dostęp do morza i buduje gazoport LNG, a Czechy mają energetykę jądrową, to jej nie będzie. Ale oba państwa z sukcesem przechodzą transformację, mają rozwinięty przemysł i to samo spojrzenie na rolę energii w gospodarce **– mówi Jego Ekscelencja JAN SECHTER, Ambasador Republiki Czeskiej w Polsce, w rozmowie z Jerzym Bojanowiczem.**

JAN SECHTER (ur. 18.09.1968 r. w Pradze), od 2008 r. ambasador Republiki Czeskiej w Polsce, jest absolwentem Wydziału Ekonomicznego Wyższej Szkoły Rolniczej w Pradze (1992) i uczestnikiem pobytów studyjnych w Niemczech i Szwajcarii. W latach 1992–95 pracował w Departamencie ds. Rodaków i Stosunków Kulturalnych Ministerstwa Spraw Zagranicznych Republiki Czeskiej (RCz), a następnie był sekretarzem ds. Prasy, Kultury i Polityki filii Ambasady RCz w Niemczech z siedzibą w Berlinie (1995–2000), szefem Działu Spraw Przekrojowych Departamentu Krajów Europy Środkowej i koordynatorem Ministerstwa Spraw Zagranicznych RCz ds. Odszkodowania z Czasów II Wojny Światowej (2000–2002), zastępcą ambasadora RCz w Niemczech, Radca Minister (2002–2007) i sekretarzem wykonawczym Międzynarodowego Komitetu ds. Pamięci, Badań i Edukacji o Holokauście (2007–2008). W związanych z dyplomacją organizacjach był: wykonawczym wiceprzewodniczącym Zarządu Czeskiej Rady ds. Ofiar Nazizmu i członkiem Zarządu Fundacji ds. Ofiar Holokaustu (2000–2002), przedstawicielem Republiki Czeskiej w Kuratorium Fundacji „Pamięć, Odpowiedzialność i Przyszłość" (2000–2007) i członkiem rady nadzorczej Czesko-Niemieckiego Funduszu Przyszłości (2001–2007). Włada niemieckim, rosyjskim, angielskim i polskim. Żona Michaela, syn Daniel (ur. 2001) i córka Nela (ur. 2004).

• ***Jaki jest obecnie w Republice Czeskiej mix energetyczny?***

– W 2012 r. produkcja energii elektrycznej w Republice Czeskiej wyniosła 87,6 TWh. Choć obecnie tylko 60% energii elektrycznej produkuje się z węgla, to jednak nasi eurodeputowani bronią go w Brukseli. Są całe gałęzie przemysłu i miejscowości, które są całkowicie uzależnione od węgla, bo np. 100% mieszkań jest ogrzewanych ciepłem wytwarzanym w kogeneracji. A w planach rządu do 2040 r. jest wspieranie budowy małych jednostek kogeneracyjnych oraz decentralizacja produkcji energii i ciepła z węgla. Dlatego takie spojrzenie mikro na strukturę naszego przemysłu i jego powiązanie z energetyką jest ważniejsze, niż by to wynikało ze statystyki. Oznacza to również, że zmiany szybko nie nastąpią.

Mamy dwie elektrownie jądrowe wybudowane na południu kraju, w pobliżu granicy z Austrią: w Dukovanach i Temelinie, które dostarczają ok. 32% energii elektrycznej. W listopadzie ub.r. rząd Petra Nečasa ogłosił plan budowy nowych reaktorów: dwóch bloków w Temelinie, przedłużenie okresu użytkowania elektrowni jądrowej w Dukovanach oraz dokończenie budowy piątego bloku tej elektrowni, co zwiększy udział energii jądrowej do ponad 50%. Planowane inwestycje już stwarzają problemy. Obie elektrownie leżą w pobliżu granicy z Austrią, która zapowiedziała, że uczyni wszystko, by powstrzymać rozbudowę elektrowni w Temelinie. Z drugiej strony, ČEZ zamierza inwestycje sfinansować kredytami bankowymi. Ale banki domagają się gwarancji rządowych, co by wymagało odgórnego narzucenia ceny energii.

• ***Jakie jest nastawienie Czechów do energetyki jądrowej?***

– W latach 90. ub. wieku odbyły się gorące dyskusje nad „temelińskim szkieletem" (czeskim Żarnowcem), kiedy to rząd postanowił wznowić wstrzymaną budowę. Bo ta elektrownia jądrowa była projektem czechosłowackim (na Słowacji jest elektrownia jądrowa Mochovce). Miały też miejsce lokalne i międzynarodowe protesty przeciwko budowie elektrowni. Jednak gdy w 1994 r. przeprowadzono badania opinii publicznej, to 68% ankietowanych Czechów było za energetyką jądrową, ale w sondażu przeprowadzonym w 1999 r. już 53% było przeciw. We wrześniu i październiku 2000 r., austriaccy przeciwnicy elektrowni jądrowej Temelín zablokowali na pewien czas wszystkie 26 przejść granicznych między Austrią a Czechami. Dziś nasze społeczeństwo jest jednym z najbardziej projądrowych w Europie.

Dodam, że mamy wykształconych inżynierów, absolwentów Wydziału Nauk Jądrowych i Inżynierii Fizycznej Czeskiego Uniwersytetu Technicznego w Pradze, Jądrowy Instytut Badawczy w Řež pod Pragą i zakłady Škoda JS, które w 2005 r. podpisały umowy na dostawę elementów wewnętrznych dla reaktora EPR w elektrowni jądrowej Olkiluoto w Finlandii.

• ***A energetyka odnawialna?***

– Odnawialne źródła energii mają 8,03% udział w energetycznym miksie. To ponad 20 hydroelektrowni na Wełtawie i innych rzekach, m.in. Łabie. Ale potencjał rozwoju jest praktycznie zerowy, choć w ostatnich latach powstawały małe, lokalne elektrownie wodne. Największą hydroelektrownią jest Orlik (364 MW), niemniej z „wody" mamy 2,96 TWh energii.

Jeśli chodzi o farmy wiatrowe, to ich efektywność jest poniżej 20%, a wytwarzają 0,42 TWh energii. Największymi (2 MW) są Nový Hrádek, Janov i Věžnice, ale obecnie nie przewiduje się budowy nowych.

• ***Dlaczego?***

– Bo najlepszą dla nich lokalizacją są tereny przy granicy z Niemcami i Polską, ale są to obszary chronione, jak np. Narodowy Park Karkonosze czy parki krajobrazowe. Poza tym elektrownie wiatrowe (zwłaszcza w Niemczech) i słoneczne stwarzają problemy dla operatora systemu elektroenergetycznego, którym jest należący w 100% do państwa ČEPS a.s., podległy Ministerstwu Przemysłu i Handlu. 30 stycznia br. operatorzy systemów przesyłowych Czech, Polski, Słowacji i Węgier przedstawili wspólny raport analizujący zjawisko przepływów nieplanowych w systemach elektroenergetycznych Europy Środkowo-Wschodniej. Z przeprowadzonej analizy wynika, że handlowa wymiana transgraniczna pomiędzy Niemcami i Austrią, realizowana w ramach wspólnego obszaru rynkowego DE-AT, powoduje znaczące rzeczywiste przepływy mocy, które stano-

wią istotny problem dla prawidłowego funkcjonowania systemów przesyłowych Polski i Czech. Dlatego ČEPS i PSE Operator planują instalację przesuwników fazowych na granicach z Niemcami. A do czasu ich instalacji obaj operatorzy będą prowadzić działania bezinwestycyjne, we współpracy z niemieckim operatorem 50Hertz. Chcemy się z Niemcami dogadać, by sami regulowali przepływy.

Rezerwy w OZE mamy w biomasie i w spalaniu odpadów.

Powtórzę to, co powiedziałem 26 listopada 2012 r. w Sejmie RP podczas debaty na temat przygotowywanego projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii w Polsce. Otóż odnawialne źródła energii są częścią systemu energetycznego i powinny działać na rzecz zachowania stabilności systemu – inwestycyjnej i finansowej. Okres funkcjonowania większości źródeł to kilka dziesięcioleci, a nastawione na początku parametry bardzo trudno później zmieniać. Krótkookresowe czy tymczasowe rozwiązania nie są właściwe. W przypadku zielonych certyfikatów musi istnieć przewidywalność dla inwestorów i możliwości finansowania ich projektów.

Celem powinno być osiągnięcie odpowiedniego udziału OZE w końcowym zużyciu energii przy minimalnych kosztach, ograniczenie wzrostu ceny energii elektrycznej i nie wypieranie z gospodarki klasycznych źródeł energii z powodów ideologicznych. Koszty wspierania OZE w Republice Czeskiej podwyższają cenę 1 MWh energii elektrycznej o ok. 25 euro, a już dziś jest ona jedną z najwyższych w Europie. Wsparcie odnawialnych źródeł energii na jednego obywatela jest w Republice Czeskiej na jednym z najwyższych poziomów na świecie.

Niestety, niezbyt fortunnie została sformułowana ustawa o wsparciu elektrowni fotowoltaicznych, które wytwarzają 2,5% energii elektrycznej. W wolnorynkowej gospodarce zagwarantowanie w ustawie – na podstawie wstępnych kosztów instalacji – rentowności inwestycji po 15 latach, a więc prowadzenia biznesu bez ryzyka, uważam za unikalne!

Dotacje na tyle zniekształciły rynek, że staliśmy się solarnym mocarstwem. W ustawie nie ma ani słowa o korekcie, więc spadek cen importowanych ogniw fotowoltaicznych wywołał boom w budowie elektrowni słonecznych w Republice Czeskiej. I trzeba było za pomocą innych ustaw zatrzymać rozwój tej branży. Wprowadziliśmy podatek słoneczny, na razie ważny do 2013 r., a czeski Energetyczny Urząd Regulacyjny (ERÚ) pracuje nad wstrzymaniem wsparcia finansowego dla nowych odnawialnych źródeł, które zaczną działać od 2014 r. Na przyszłość rozważamy wprowadzenie limitów udziałów poszczególnych źródeł OZE i ich ścisłe licencjonowanie.

Zdjęcia: ČEZ, a.s.

W elektrownie solarne zainwestowały najróżniejsze zagraniczne fundusze i oczywiście koncern energetyczny ČEZ, który ogniwa fotowoltaiczne zamontował w 13 miejscowościach. Powstały też olbrzymie parki: największy, o mocy 38,3 MW, jest w Ralsku 65 km od Pragi.

• ***Jakie jest zdanie rządu dotyczące propozycji Komisji Europejskiej dalszego ograniczenia emisji CO_2 (o 80% w 2050 r.)?***

– Absolutnie się z nią nie zgadzamy. To utrata konkurencyjności, bo w Republice Czeskiej przemysł ma 30% udział w PKB, więcej niż w innych krajach. Konkurenci atakują nas z różnych kierunków, więc cena energii, jej dostępność i stabilność dostaw są bardzo istotne dla przemysłu. Także dla inwestorów zagranicznych, m.in. producentów samochodów. Dlatego teraz tworzymy z Polską tandem antybackloadingowy. Nie zgadzamy się na granie podwyżkami ceny uprawnień do emisji, bo to podniesie ceny energii.

• ***Jak pan ocenia czesko-polską współpracę w zakresie energetyki?***

– Do energetyki dołączyłbym jeszcze gaz i ropę. Toczone od 20 lat dyskusje o europejskich sieciach przesyłowych i dywersyfikacji źródeł energii doprowadziły do takiej naturalnej współpracy polsko-czeskiej. Kryzys gazowy spowodowany konfliktami między rosyjskimi i ukraińskimi spółkami w styczniu 2009 r. stał się istotnym testem naszej świetnej współpracy z Polską.

Zbieżność interesów wynika z tego, że myśmy przemysł rafineryjny sprzedali PKN Orlen, a dużą część przemysłu chemicznego firmie Chemiczne Dwory SA (w 2007 r. nabyła 100% akcji czeskiej firmy Kaucuk a.s. i zmieniła nazwę na Synthos SA). W ostatnich latach ważną kwestią jest budowa w Czechach kolejnych połączeń gazowych Północ–Południe. Zwłaszcza, że liczymy na „polskie" LNG i gaz łupkowy.

Przypomnę, że 14 września 2011 r. w polskim Cieszynie oraz w czeskiej miejscowości Chotebuz odbyło się uroczyste otwarcie połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami z udziałem Premiera Republiki Czeskiej, Petra Neczasa i Premiera Rzeczypospolitej Polskiej, Donalda Tuska. Gazociąg Polska–Czechy jest wspólnym projektem polskiego Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA i czeskiego operatora systemu przesyłowego NET4GAS s.r.o., należącego do tego roku do grupy RWE. Współfinansowany przez Wspólnotę Europejską interkonektor Polska-Czechy pozwoli początkowo na uruchomienie importu gazu z nowego punktu wejścia do polskiego systemu w ilości ok. 0,5 mld m^3 rocznie.

Ten łącznik ma jednak za małą przepustowość, a przecież po wybudowaniu terminalu w Świnoujściu ambicją Polski jest eksport gazu skroplonego do całej Europy. Dlatego obecnie spółki ustalają zakres prac niezbędnych do zwiększania w kolejnych latach przepustowości do ok. 2,5 mld m^3/rok i zapewnienia przepływu dwukierunkowego, co wymagać będzie działań modernizacyjnych systemów przesyłowych w Polsce i w Czechach. NET4GAS s.r.o. chce też budować połączenie z austriackim miastem Baumgarten an der March, w którym znajduje się jeden z największych europejskich węzłów rozdzielczych gazu ziemnego i zakończy się zachodnia część gazociągu Nabucco. Liczymy, że efektem tej inwestycji i liberalizacji rynku będzie obniżka cen gazu.

Jesteśmy sąsiadami, mamy podobne spojrzenie na świat i nie powinniśmy się bać wspólnych inwestycji. Dlatego po obu stronach granicy dopuśćmy do udziału

w prywatyzacji sektora elektroenergetycznego zagraniczne spółki. Zwłaszcza te, które są w pobliżu, i z którymi można się łatwo dogadać.

Przy okazji chciałbym wspomnieć o bardzo dobrej współpracy z Wojciechem Kuśpikiem, prezesem Zarządu Grupy PTWP SA, która organizuje Europejski Kongres Gospodarczy w Katowicach. W 2012 r. uczestniczyliśmy w panelu energetycznym dotyczącym energetyki jądrowej i szans dla polskiego i czeskiego przemysłu. W tym roku będziemy rozmawiać o przepływach nieplanowych i współpracy PSE Operator i NET4GAS s.r.o.

• ***Czy Bohdana Horáčková, prezes CEZ Polska Sp. z o.o., ma powody do narzekania?***

– Notowany na giełdzie w Pradze ČEZ, a.s., a od października 2006 r. także na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, którego większościowym udziałowcem (67,6%) jest Skarb Państwa, jest największym producentem energii w Republice Czeskiej. Powstał w 1992 r., a od 2003 r., po połączeniu z pięcioma przedsiębiorstwami zajmującymi się dystrybucją energii, tworzy grupę kapitałową ČEZ, zaliczająca się do pierwszej dziesiątki największych firm branży energetycznej w Europie. Dalsze rozszerzenie działalności stało się możliwe dzięki akwizycjom m.in. w Bułgarii, Rumunii i Polsce.

ČEZ Polska sp. z o.o., której ČEZ, a.s. jest 100% właścicielem, powstała w 2006 r. i w tym samym roku kupiła EC Chorzów ELCHO, a w 2008 r., za 92,6 mln zł, Elektrownię Skawina. W 2009 r. ČEZ, a.s. uczestniczył w negocjacjach w sprawie nabycia akcji spółek EC Zabrze SA i ZEC Bytom SA, w 2010 r. został dopuszczony do kolejnego etapu prywatyzacji (procesu „due diligence") spółki Energa SA. Niestety, nie przebił konkurentów. Z kolei 1.04.2011 r. Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o zamknięciu bez rozstrzygnięcia procesu sprzedaży 51% akcji Enei S.A., w którym ČEZ, a.s. także uczestniczył. 30.05.2012 r., po trwających ponad pół roku negocjacjach, Ministerstwo Skarbu Państwa zawarło z Energo-Pro a.s. oraz jej spółką zależną Cambert Investments Sp. z o.o. przedwstępną umowę sprzedaży za 225,8 mln zł akcji Zespołu Elektrowni Wodnych Niedzica SA. Ale 4 stycznia br. MSP poinformowało o zamknięciu procesu bez rozstrzygnięcia.

Każdy inwestor chce, by w regulowanej sferze, jaką jest energetyka, było jak najlepiej. W sierpniu 2009 r. powstała spółka – ČEZ Nowa Skawina SA, której zadaniem jest wybudowanie na terenie przyległym do Elektrowni Skawina nowej elektrowni gazowo-parowej.

Wiem, że ČEZ inwestycje w Polsce zalicza do najlepszych ze wszystkich zagranicznych. I chce się dalej rozwijać. Przede wszystkim w energetyce wiatrowej – w lutym 2012 r. ČEZ Poland Distribution B.V. odkupił 67% udziału w spółce Eco-Wind Construction SA, czołowym polskim deweloperze parków wiatrowych (700 MW) i chce być partnerem dla polskiego rządu w dyskusji o energetyce jądrowej, pomóc we współpracy.

Dodam, że w 2010 r. czeski koncern energetyczny Energetický a průmyslový holding (EPH) oraz pracownicy kupili od Kompanii Węglowej za niespełna 100 mln zł zamkniętą kopalnię węgla kamiennego PGE Silesia w Czechowicach-Dziedzicach z zasobami bilansowymi przekraczającymi 500 mln ton węgla niskosiarkowego. Pod względem ekonomicznym ta inwestycja była ewenementem. Początkowo były problemy, ponowne otwarcie raz zamkniętej kopalni nie należy z pewnością do projektów standardowych. Byłem w tej kopalni trzykrotnie i przekonałem się o jej pespektywach. W relacjach polski-czeskich wytworzyła się dobra atmosfera, znacznie poprawiły się warunki bezpieczeństwa. Zatrudniono nawet i niemieckich inżynierów, i spółka dynamicznie się rozwija. Węgiel sprzedaje w Polsce, Czechach i w innych krajach.

Wspomniana Energo-Pro a.s. powstała w 1994 r. w Svitavach. Zaczęła od budowy elektrowni wodnych na potokach, a dziś ma 47 hydroelektrowni o łącznej mocy ponad 860 MW w Czechach, Bułgarii, Gruzji, Armenii i Turcji. Spółka myśli o budowie małych elektrowni wodnych na rzekach Podkarpacia i Małopolski, ale jednocześnie czeka na restart prywatyzacji Zespołu Elektrowni Wodnych Niedzica SA. Prąd wytwarzają w niej turbiny nieistniejącej już firmy ČKD Blasnko (w 2006 r. weszła w skład słoweńskiej CIMOS Group), ale jej pracownicy nadal są aktywni w czeskiej energetyce i pracują dla Energo-Pro.

• ***Wspomniał pan o zainteresowaniu ČEZ-u i Škoda JS udziałem w polskim programie energetyki jądrowej. Co te firmy mogą nam zaproponować?***

– Uważam, że nasze doświadczenie w energetyce i zaplecze produkcyjne określa formę pomocy. Rozmawiam o tym z polskim rządem, kilka dni temu miałem też spotkanie z ministrem środowiska. Załóżmy, że już wybraliście dostawcę. Sądzę, że każdy z nich może skorzystać z doświadczenia naszych spółek. W przetargu na rozbudowę Temelina Westinghouse wybrał Škoda JS, a ostrawski producent turbin – Vítkovice Heavy Machinery a.s. podpisał memorandum of understanding z trzema oferentami! Z drugiej strony, macie doświadczone firmy budowlane, m.in. obecne na budowie elektrowni jądrowej w Finlandii. Na temat ewentualnej współpracy rozmawiałem też z Warszawskim Przedsiębiorstwem Geodezyjnym. Bo Temelin może być impulsem dla polskich spółek.

• ***Wspomniał pan o czekaniu na polski gaz z łupków. Ale Komisja Europejska jest przeciwna jego wydobywaniu metodą szczelinowania hydraulicznego. A jakie jest zdanie pańskiego rządu?***

– Republika Czeska „kibicuje" prowadzonym w Polsce badaniom złóż gazu łupkowego. Uważamy, że jest to ogromna szansa, by cena gazu zbliżyła się do tej wymarzonej, jaka jest w USA. W Czechach nie ma tak zasobnych złóż gazu łupkowego, ale lokalna społeczność już protestowała. Republika Czeska nie będzie protestować. Zwłaszcza, że rynek gazu został zliberalizowany. Wolny wybór dostawcy sprawił, że 25% gazu w Czechach jest z Norwegii, co zmniejszyło nasze uzależnienie od jednej rosyjskiej spółki.

Mam nadzieję, że jak będzie więcej interkonektorów i zacznie działać gazoport w Świnoujściu, a później zacznie się wydobycie gazu łupkowego, to w Europie nastąpi cenowa rewolucja.

• ***Dziękuję za rozmowę.***

Brytyjska polityka energetyczna

Rozmowa z Jego Ekscelencją ROBINEM BARNETTEM, Ambasadorem Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej w Polsce.

• ***Wielka Brytania należy do grona najbardziej uprzemysłowionych państw świata (G8). Jak są zaspakajane potrzeby energetyczne kraju?***

– Rząd brytyjski w swojej strategii energetycznej kieruje się kilkoma zasadami – najważniejsze z nich to zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, zapobieganie zmianom klimatu, utrzymanie cen na poziomie akceptowalnym dla odbiorcy, a także wsparcie dla rozwoju gospodarczego. Obecnie ponad połowa potrzeb energetycznych w Wielkiej Brytanii zaspokajana jest energią otrzymywaną z ropy i gazu (60%), reszta pochodzi z paliw stałych, energii jądrowej i energii odnawialnej.

Polityka energetyczna wpisuje się w szerszą wizję rządu brytyjskiego ukierunkowaną na stworzenie konkurencyjnej, niskoemisyjnej gospodarki. Dzięki temu ma ona chronić konsumentów przed negatywnymi skutkami wahań cen energii na rynkach światowych. Przewidujemy, że poprzez politykę klimatyczno-energetyczną, uzależnienie Wielkiej Brytanii od wahań cen na rynkach ropy, gazu i węgla zmniejszy się o 30% w 2020 roku i o 60% w roku 2050.

• ***Jak postrzega Pan Ambasador możliwości współpracy brytyjsko-polskiej na polu energetyki?***

– Wielka Brytania wspiera plany rządu polskiego w zakresie dywersyfikacji dostaw energii, a w szczególności w obszarze gazu niekonwencjonalnego oraz energetyki jądrowej, które pozwolą na obniżenie emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Istnieją również duże możliwości współpracy w ramach sektora elektroenergetycznego, gdyż zarówno Polska, jak i Wielka Brytania, muszą się zmierzyć z problemem starzejącej się infrastruktury energetycznej.

Nasi partnerzy z Polski są szczególnie zainteresowani rozwiązaniami technologicznymi oraz regulacjami opartymi na najwyższych standardach środowiskowych. Dużym zainteresowaniem cieszy się również niedawno zainaugurowana w Wielkiej Brytanii reforma rynku elektroenergetycznego – największa od czasu prywatyzacji sektora w 1990 r. Aktywnie uczestniczymy w rozmowach z rządem polskim oraz przedstawicielami biznesu zaangażowanymi w plany rozwoju energetyki jądrowej oraz gazu łupkowego. Na polskim rynku znajdują się już kluczowe firmy brytyjskie specjalizujące się w tych dziedzinach. Mamy nadzieję, że firm tych będzie przybywać w miarę rozwoju rynku energii w Polsce.

• ***W jakich dziedzinach energetyki Wielka Brytania dysponuje największym doświadczeniem i wiedzą?***

– Wielka Brytania ceniona jest za długofalowe i stabilne rozwiązania regulacyjne. Naszą mocną stroną jest elastyczność regulacji, które sprawdzają się w momencie, kiedy wystąpi konieczność dostosowania się do zmieniających się warunków lub zmierzenia się z nagłymi, ogromnymi wyzwaniami, takimi jak zmiany klimatu, czy kryzys ekonomiczny. Ta cecha jest szczególnie ważna dla firm, bowiem ich plany biznesowe wymagają przewidywalności i planowania długofalowego.

W dziedzinie energetyki, dużym uznaniem cieszą się firmy brytyjskie z sektora energetycznego, zwłaszcza energetyki jądrowej i gazu niekonwencjonalnego postrzegane jako światowa czołówka. W sektorze ropy i gazu nasze doświadczenia liczą już ponad sto lat.

W przypadku energetyki jądrowej, firmy brytyjskie specjalizują się w kompleksowej realizacji projektów – od projektowania, poprzez budowę i eksploatację reaktorów, dostawę paliwa jądrowego, zarządzanie projektami, po usługi inżynierskie, bezpieczeństwo środowiskowe, a także zamykanie elektrowni jądrowych.

Jeśli chodzi o gaz niekonwencjonalny, brytyjskie firmy takie jak Cuadrilla Resources dzielą się swoimi doświadczeniami związanymi z pracami nad poszukiwaniem oraz wydobyciem gazu łupkowego i wykorzystują je na nabytych koncesjach w Polsce. Firma Cuadrilla Resources obecnie posiada koncesje poszukiwawcze na terenie Mazowsza. Inna brytyjska firma, 3Legs Resources (znana jako Lane Energy), poszukuje gazu łupkowego na terenie Pomorza, a notowana na brytyjskiej giełdzie irlandzka firma San Leon – na terenie Pomorza oraz Dolnego Śląska.

Dodatkowo, dynamicznie rozwija się rynek technologii niskoemisyjnych, zwłaszcza w zakresie energetyki odnawialnej. Brytyjczycy są liderami w Europie w zakresie morskich farm wiatrowych oraz produkcji energii z odpadów.

• ***Czy i jakie firmy brytyjskie są zainteresowane współpracą z Polską w dziedzinie energetyki? Jaka może być rola Ambasady Wielkiej Brytanii w rozwoju tej współpracy?***

– Ambasada Brytyjska aktywnie wspiera działania rządu brytyjskiego w zakresie zacieśniania współpracy polsko-brytyjskiej w sektorze energetycznym. Organizujemy wiele spotkań na szczeblu rządowym i komercyjnym. Tematem wiodącym na naszej agendzie współpracy są energetyka jądrowa i gaz łupkowy. W ciągu ostatnich miesięcy były one głównym tematem rozmów

podczas wizyt wysokiego szczebla, a także wielu misji handlowych.

Ponadto, dynamicznie rozwija się współpraca biznesowa. Wiele firm brytyjskich z sektora energetycznego jest zainteresowanych rynkiem polskim, a kilka z nich już działa w Polsce. W przypadku energetyki jądrowej do najbardziej znanych należą firmy: URENCO Enrichment Company i Springfield UK z Grupy Westinghouse, Mott MacDonald, WS Atkins, Rolls-Royce. W zakresie gazu niekonwencjonalnego, na rynku polskim działają firmy Lane Energy, San Leon, Cuadrilla i Celtique. A jeśli chodzi o rynek rozwiązań niskoemisyjnych – na rynku polskim działa kilka firm brytyjskich, w tym Energ-G specjalizująca się w biogazie i kogeneracji, West Coast Energy – energetyka wiatrowa oraz Green Evolution Capital specjalizująca się w zarządzaniu projektami z wykorzystaniem funduszy unijnych, niedawno pojawiła się firma Chinook Energy specjalizująca się w produkcji energii z odpadów.

Niedawno, zakończyliśmy projekt cyklicznych spotkań z inwestorami brytyjskimi w zakresie gazu niekonwencjonalnego. Jego celem było przybliżenie działalności firm brytyjskich społecznościom lokalnym w Polsce.

• ***Władze brytyjskie nie są przeciwne rozwojowi energetyki jądrowej. W budowie znajduje się kilka bloków. A jaki jest stosunek opinii społecznej do tej kwestii?***

– Brytyjska energetyka jądrowa ma już ponad pięćdziesiąt lat doświadczeń. Zyskała opinię lidera światowego i partnera godnego zaufania otwartego na współpracę. Rząd brytyjski uznaje ją za ważny element miksu energetycznego, obok energii odnawialnej, czystego węgla i gazu. Uważamy, że jest ona kluczowa dla naszego bezpieczeństwa energetycznego, gdyż dostarcza stosunkowo tanią i czystą energię. W dobie zagrożeń związanych ze zmianami klimatu, jest to ogromnie ważne.

Obecnie energetyka jądrowa w Wielkiej Brytanii dostarcza dziewiętnaście procent energii elektrycznej. Planowany jest wzrost jej udziału – do roku 2025 firmy chcą zbudować około 16 gigawatów. Pierwsza w Wielkiej Brytanii przemysłowa elektrownia jądrowa (Calder Hill), chłodzona gazem (GCR), powstała w 1956 roku. Aktualnie w Wielkiej Brytanii pracuje 19 reaktorów.

Energetyka jądrowa cieszy się poparciem prawie siedemdziesięciu procent Brytyjczyków. Tak wysoka akceptacja społeczna to dowód ogromnego zaufania wobec działań rządu i firm. Duże znaczenie ma fakt, że dla nas najważniejszą kwestią jest bezpieczeństwo elektrowni jądrowych. Tragedia w Fukushimie była i dla nas ogromnym wyzwaniem. Po tych tragicznych wydarzeniach sprawdziliśmy stan bezpieczeństwa naszych elektrowni – wyniki były pozytywne, stwierdzono, że obecny reżim bezpieczeństwa stosowany w elektrowniach jądrowych w Wielkiej Brytanii sprawdza się.

• ***Czy Wielka Brytania opowiada się za eksploatacją gazu łupkowego, czy jest temu przeciwna?***

– Uważamy, że gaz łupkowy ma ogromny potencjał. Może on stać się istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego, przyczyniając się do obniżenia cen gazu. Oczywiście musi on być wydobywany zgodnie z najwyższymi standardami ochrony środowiska oraz poszanowania społeczności lokalnych.

W Wielkiej Brytanii, gaz łupkowy to obiecujące, nowe źródło energii. Liczymy na to, że pomoże nam zmniejszyć uzależnienie od importowanego gazu, a także pomóc w realizacji naszych planów w zakresie gospodarki niskoemisyjnej. Uznaliśmy, że temat ten wymaga szczególnej uwagi – stworzyliśmy jeden punkt kontaktowy w postaci niedawno otwartego specjalnego Biura do spraw Niekonwencjonalnego Gazu i Ropy, którego zadaniem jest wspieranie firm planujących poszukiwanie ropy i gazu niekonwencjonalnego.

Rozmawiał:
Andrzej Uznański

XV SYMPOZJUM
Informacyjno-Szkoleniowe

DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Diagnostyka i zapobieganie nieszczelnościom rur powierzchni ogrzewalnych kotłów parowych

Ustroń, Hotel Belweder, 02-04.10.2013 r.

ORGANIZACJA:

pro.vum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

przy współpracy:

TAURON Wytwarzanie S.A.
EDF Polska CUW Sp. z o.o.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

PATRONAT HONOROWY:

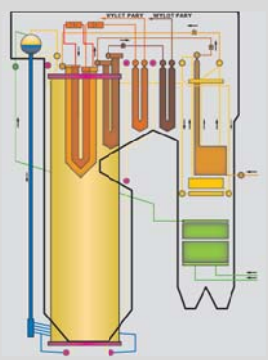
Urząd Dozoru Technicznego

Patronat medialny:

Energetyka
Energetyka Cieplna i Zawodowa
Przegląd Energetyczny
Nowa Energia
Dozór Techniczny

TEMATYKA SYMPOZJUM

- Badania i ocena stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów
- Zapobieganie nieszczelnościom rur powierzchni ogrzewalnych
- Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym powierzchni ogrzewalnych kotłów
- Zmiana warunków spalania w kotłach związana z ich proekologiczną modernizacją
- Wpływ modernizacji kotłów na stan techniczny powierzchni ogrzewalnych
- Innowacyjne metody badań i oceny stanu technicznego urządzeń energetycznych



Co dalej ze wsparciem odnawialnych źródeł energii?

Ostatnie wydarzenia, związane ze spadkiem cen certyfikatów zielonych, spowodowały zagrożenie dla działających przedsiębiorstw eksploatujących odnawialne źródła energii i dla inwestycji w nowe źródła. Zmuszają one do głębokiej refleksji, czy przyjęta w Polsce filozofia wsparcia rozwoju OZE jest prawidłowa. Obowiązujący obecnie system wsparcia wytwarzania energii z OZE polega, w uproszczeniu, na prawnym obowiązku posiadania przez przedsiębiorstwa sprzedające odbiorcom końcowym określonego na każdy rok rozporządzeniem ministra gospodarki udziału energii wytworzonej z OZE, potwierdzonej umorzonymi przez Prezesa URE zielonymi świadectwami pochodzenia. W przypadku niespełnienia tego wymogu, przedsiębiorstwo jest zobowiązane uiścić opłatę zastępczą, w jednolitej wysokości, określonej corocznie przez Prezesa URE.

Dopóki podaż energii certyfikowanej była mniejsza od obowiązku wynikającego z rozporządzenia, wysokość tej opłaty praktycznie określała cenę certyfikatów na rynku uprawnień majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia. Jednolity poziom opłaty zastępczej i jednolita, w związku z tym, cena certyfikatów, stworzyły bardzo dobre warunki dla inwestorów oferujących technologie o kosztach wytwarzania znacznie poniżej cen energii z uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży certyfikatów. Dotyczy to przede wszystkim energetyki wiatrowej i współspalania biomasy. Pojawiła się jednak nadpodaż energii certyfikowanej w stosunku do obowiązku wyznaczonego rozporządzeniem i mechanizmy rynkowe doprowadziły do spadku cen certyfikatów.

Ministerstwo Gospodarki przygotowuje pewne działania doraźne, w tym np. zwiększenie obowiązku, co może podwyższyć ceny certyfikatów na krótką metę, ale jednocześnie podwyższyć koszty energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, co z kolei nie jest zgodne z polityką energetyczną. Pozostanie nadal zagrożenie niekontrolowanym rozwojem OZE powodującym niekorzystny dla systemu profil źródeł wytwarzania oraz – co już się obserwuje – niekorzystne dla rynku energii elektrycznej obniżanie cen na rynku hurtowym, zagrażające rozwojowi źródeł systemowych.

W projekcie nowej ustawy o OZE proponuje się utrzymanie rynkowego systemu certyfikatów z wprowadzeniem tzw. współczynników korekcyjnych, zależnych od technologii i modyfikację wsparcia dla mikroźródeł. Uczyni to cały system jeszcze bardziej nieprzejrzystym.

W związku z powyższym, należałoby rozważyć podjęcie decyzji radykalnej – odejścia od rynku i wprowadzenia przejrzystego systemu regulacji cen certyfikatów bezpośrednio przez regulatora, zgodnie z polityką energetyczną. Czy jest to zasadne i jakie konsekwencje dla rynku energii elektrycznej by to przyniosło?

O tych problemach warto dyskutować. Z tego względu kolejną edycję dyskusji redakcyjnej na łamach „Przeglądu Energetycznego", organizowanej przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, poświęciliśmy temu tematowi, pod hasłem „Co dalej ze wsparciem odnawialnych źródeł energii?"

Spośród zaproszonych gości udział w dyskusji wzięli:

– Jan Bocian – Prezes Polskiego Towarzystwa Bioenergii,
– Marek Z. Cecerko – Członek Rady Głównej Polskiej Izby Biomasy,
– Wojciech Cetnarski – Prezes Zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej,
– Jerzy Dudzik – Dyrektor Departamentu Usług Operatorskich w PSE Operator,
– Dr inż. Małgorzata Kwestarz – Wydział Inżynierii Środowiska PW,
– Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski – Instytut Techniki Cieplnej PW,
– Waldemar Lisiak – Dyrektor Departamentu Rozwoju, Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.,
– Stanisław Poręba – Ernst&Young.

Stronę redakcyjną reprezentował: Dr Mirosław Duda, ARE – moderator dyskusji.

Dalej prezentujemy autoryzowany zapis tej redakcyjnej dyskusji.

Fot. Monika Witkowicz

• ***Problem wsparcia OZE, jest problemem dużej wagi. Dyskusja na ten temat toczy się w kraju, toczy się także w Komisji Europejskiej. Okazało się bowiem, że mechanizmy wsparcia wymyślone przez doradców i ekspertów KE w praktyce sprawdzają się nie najlepiej. W związku z tym rodzi się pytanie: czy obecnie funkcjonujący w Polsce system wsparcia OZE powinniśmy rozwijać, modyfikować, co chce robić Ministerstwo Gospodarki, czy też skonstruować nowy, bazując na doświadczeniach innych krajów, gdzie stworzono systemy jasne, proste, przejrzyste, które sprawdziły się w praktyce?***

– **M. Kwestarz:** – We wszelkich bilateralnych kontaktach niezwykle trudno jest wytłumaczyć, dlaczego mamy tak szerokie spektrum kolorowych świadectw. To trudno pojąć partnerom z innych krajów UE, którzy posługują się zielonymi certyfikatami i uważają je nawet za bardzo dobrą metodę. Według mojej oceny, system funkcjonujący w naszym kraju jest bardzo niedoskonały. Środowisko, które reprezentuję, a więc ciepłownictwo uważa, że wsparcie powinno być na etapie inwestycji. Potem zaś przedsiębiorstwo, rozpoczynając eksploatację, powinno sobie na rynku radzić samo. Nie zaś korzystać z długofalowego wsparcia, które zakłóca, albo wręcz zamazuje warunki gry rynkowej. Oczywiście nie wszystkie technologie, zarówno z punktu widzenia technologicznego jak i inwestycyjnego, powinny być rekomendowane do wsparcia. Np. „burzę" podczas dyskusji budzi współspalanie biomasy z węglem kamiennym, zarówno w elektroenergetyce jak i ciepłownictwie.

– **J. Lewandowski:** – Obecnie funkcjonujący w Polsce system wsparcia OZE zbankrutował, co widać gołym okiem. Trzeba się więc z niego wycofać i stworzyć nowy. Tego typu systemu większość krajów europejskich nie stosuje. Różnić się jest rzeczą piękną pod warunkiem jednak, że różnimy się w sposób racjonalny, sensowny. Nie rozumiem dlaczego dotąd nikt w kraju nie dokonał dogłębnego przeglądu systemów wsparcia funkcjonujących w innych krajach europejskich i nie przekopiował najbardziej racjonalnych rozwiązań do naszego systemu. Modyfikując obowiązujący u nas obecnie system certyfikatów można go jedynie psuć. Np. pomysł stworzenia jakiegoś funduszu interwencyjnego, który by kupował świadectwa w momencie gdyby ich cena spadała niebezpiecznie – ma tę wadę, że pozwalałby już niemal wszystkim sterować ręcznie. Bo kto będzie decydował o tym, że cena świadectw jest już taka, iż wymaga interwencji? Dziś, planując inwestycje w OZE, planujemy zarazem stałą dopłatę do energii elektrycznej, w systemie certyfikatowym, który jest niebezpieczny. Przykładem, zamrożone duże środki jakie poszły na przygotowanie inwestycji w rodzaju elektrowni czy elektrociepłowni biomasowych, które trzeba było wstrzymać. Bo: z jednej strony – ceny biomasy zostały wywindowane do irracjonalnego poziomu, z drugiej zaś – nadmiar świadectw na rynku spowodował, że „kręcenie maszynami" stałoby się deficytowe. Dlaczego nie wrócić do stałej opłaty (lub dopłaty) do ceny energii?

• ***W zakresie rozwoju OZE funkcjonują polityczne wytyczne. Na ich bazie buduje się system, który ma zapewnić osiągnięcie celów politycznych po najniższych kosztach, o ile zaprzęgnie się do tego rynek. Samo hasło „rynek" ma rozwiązać problem, nikt natomiast nie patrzy na to czy zostały spełnione warunki aby mechanizmy rynkowe działały poprawnie.***

– **M. Kwestarz:** – Ktoś podjął swego czasu decyzję o stworzeniu nowego produktu i rynku nań, czyli popytu na ów produkt. Niestety, nie wygenerowano potrzeby posiadania tego produktu, a więc rzeczywistego rynku.

Jan Bocian
– Prezes Polskiego Towarzystwa Bioenergii

• ***Nie można określić zapotrzebowania na OZE na rynku w sposób naturalny. Określono go w sposób sztuczny, rozporządzeniem ministra gospodarki.***

– **S. Poręba:** – Obecny system wsparcia OZE jest systemem rynkowym, funkcjonuje ponad dziesięć lat, bo został wprowadzony już w 2000 r. W pierwszych pięciu latach nie było zielonych certyfikatów, tylko wydzielony segment rynku energii zielonej. Planowane efekty ekologiczne i klimatyczne uzyskujemy bez większych problemów. Jeżeli chodzi o koszty, to możemy je sprawdzić, Unia publikuje na ten temat sporo danych statystycznych. Wynika z nich, że uzyskane efekty osiągnęliśmy po jednych z najniższych kosztów jednostkowych w krajach UE. Czy obecnie obowiązujący system nie ma wad? Oczywiście, że je ma, między innymi nadmierne wahania cen zielonych certyfikatów. Nadmierne spadki cen w tym roku są szczególnie dotkliwe dla producentów i dostawców biomasy, ale zagrażają wyhamowaniem inwestycji w OZE. Czy nie można podejmować skutecznych działań stabilizacyjnych? Przyjrzyjmy się rynkom innych towarów, na wielu z nich występują regulacje zapewniające ograniczenie wahań cen. Na rynku ropy naftowej zobowiązania i interwencje podejmują związki producentów, czasami wspierane przez rządy. Na rynku żywności plany produkcyjne są tworzone na poziomie krajów lub UE, a interwencje podejmują na ogół agencje rządowe.

Na rozwój OZE nie można patrzeć wąsko, przez pryzmat wzrostu kosztów energii elektrycznej, ciepła czy transportu. Musimy wykorzystywać nasze uwarunkowania rozwoju OZE jako szansę wspierania rozwoju gospodarczego kraju. Jeżeli mamy, jeden z najwyższych w UE, wskaźnik gruntów uprawnych przypadający na mieszkańca, to mamy dobre warunki do rozwoju bioenergetyki. Trzeba je wykorzystać i nie jest to tylko kwestia budowy instalacji energetycznych na biopaliwa. Wymaga to inwestycji

w budowę całego zaplecza, w tym rozwoju upraw energetycznych, zakładów przetwórczych, biogazowni, systemów logistyki itp. Powstają nowe miejsca pracy w wielu obszarach. Rozwój tego zaplecza powoduje, że instalacje bioenergetyczne mają wysokie koszty zmienne, konieczne jest wsparcie nawet po spłacie kapitału. Wsparcie eksploatacyjne bioenergetycznych OZE może doprowadzić do tego, że za 10–15 lat będą stanowiły poważną pozycję w naszym bilansie energetycznym. Równocześnie znacznie przyczynią się do przebudowy polskiego rolnictwa, a to nie jest łatwe, wymaga czasu i znacznego wsparcia.

Zanim zaczniemy modyfikować, zmieniać obecny system, albo też w ogóle odejdziemy od niego i stworzymy nowy – popatrzmy na to co dzieje się w innych krajach, np. w Niemczech. Stosuje się tam system stałych taryf, a koszt pozyskania energii z OZE jest jednym z najwyższych w całej UE.

– **J. Dudzik:** – Chciałbym tu wprowadzić wątek bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania na energię. Z tej perspektywy trzy źródła odnawialne są istotne – biopaliwa, energetyka wiatrowa i fotowoltaika. Możemy je podzielić, zarówno z poziomu dyspozycji mocy, jak i właściciela źródła na sterowalne i niesterowalne. Spośród nich tylko energetyka oparta na biopaliwach jest sterowalna. Natomiast energetyka wiatrowa i słoneczna są, na razie, niesterowalne. W tej sytuacji jest uzasadnienie by mówić o różniących się systemach wsparcia dla różnych źródeł. Fakt, że jedne źródła są sterowalne, a inne nie, stwarza problemy nie tylko natury technicznej, ale też ekonomicznej o czym wcześniej nikt nie mówił. Np. w przypadku energetyki wiatrowej nie chodzi tylko o dodatkowe koszty wynikające z systemu wsparcia. Ona zaczęła nam psuć rentowność energetyki konwencjonalnej. System wsparcia OZE powinien się zajmować nie tylko tym co wynika z jego nazwy, ale także stać na straży racjonalności kierunku i skali rozwoju tych źródeł energii. Są kraje, w których w sposób precyzyjny określono do jakiego poziomu będzie się np. rozwijać energetykę wiatrową po racjonalnych kosztach. U nas tego nie ma.

Jeżeli chodzi o rozliczenia energii produkowanej w OZE, to obowiązywanie jednolitej ceny, niezależnie od tego, w której godzinie doby ta energia jest dostarczana – jest wielce niepoprawnym podejściem. W ten bowiem sposób źródła wiatrowe czy słoneczne będą nieczułe na możliwość instalowania urządzeń magazynujących energię. A my żyjemy nadzieją, że za 5–10 lat powstaną, stosunkowo tanie, tego typu urządzenia. Powinny być one montowane w pierwszym rzędzie w niesterowalnych źródłach energii. Tylko po co je montować gdy producent, bez względu na porę doby, dostaje za energię tyle samo pieniędzy? Najbardziej racjonalnym byłoby gdyby energia z OZE poddana została normalnej wycenie rynkowej, której system wsparcia nie zakłócałby.

Marek Z. Cecerko
– Członek Rady Głównej Polskiej Izby Biomasy

– **W. Lisiak:** – W Zespole Elektrowni PAK zrealizowaliśmy inwestycję w postaci bloku biomasowego. Same OZE na rynek przebić się nie mogą, z oczywistych względów. Aby zrealizować pewien cel polityczny, potrzebny był dla nich system wsparcia. Tym zaś co w nim najbardziej doskwiera inwestorom, jest nieprzewidywalność przyszłości. System certyfikatów był zaprojektowany dla marginalnego udziału OZE w systemie elektroenergetycznym. Zabrakło monitoringu, który modyfikowałby system certyfikatów zależnie od tego co się na rynku dzieje.

Wojciech Cetnarski
– Prezes Zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej

W porę powinna być przygotowana interwencja, aby nie doszło do utraty zaufania do systemu. Przecież nie mówimy, że mamy za dużo zielonej energii w Polsce a jedynie jej ilość wyprzedziła zaprojektowaną ścieżkę dojścia do wyznaczonego celu na 2020 r. W tym wypadku wystarczyłoby dostarczenie precyzyjnych i wiarygodnych informacji i nie doszłoby do spadków ceny świadectw w wyniku nadpodaży.

Jest jeszcze inny problem. Do 10% udziału OZE w produkcji energii, system certyfikatów działał dobrze. Po przekroczeniu tego pułapu, zaczęły się ujawniać jego wady. Jedną z istotniejszych jest malejąca cena energii na kurczącym się rynku dla energetyki konwencjonalnej zagrażająca jej funkcjonowaniu, nie mówiąc o niezbędnym rozwoju. Pilnie potrzebne są mechanizmy, które zapewnią funkcjonowanie elektrowni i ich dostosowywanie do przyszłych potrzeb, aby krajowy system elektroenergetyczny pracował bezpiecznie. Może to być np. rynek mocy wytwórczych. W przeciwnym razie nie tylko będzie miała kłopoty energetyka konwencjonalna, ale stanie się to barierą dla rozwoju OZE.

• ***Dla inwestora liczy się ocena ryzyka inwestycyjnego. I jeżeli mechanizmy wsparcia nie pozwalają na uzyskanie akceptowalnego poziomu ryzyka inwestycyjnego, to mamy do czynienia z zahamowaniem inwestycji, albo, jak w przypadku współspalania, z zahamowaniem produkcji. Czy zatem mechanizmy rynkowe dotyczące certyfikatów zapewniają właściwy poziom ryzyka zarówno dla inwestorów jak i eksploatatorów, zważywszy długi okres funkcjonowania inwestycji?***

– **W. Lisiak:** – System nie działa w próżni lecz wspólnie z polityką energetyczną, polityką Unii itd. I inwestor nie uwzględnia w swoich decyzjach fragmentu tej rzeczywistości jakim jest system certyfikatów lecz całość istniejących uwarunkowań. Gdyby one wszystkie były monitorowane i spójnie działały, to inwestor wiedziałby czego się spodziewać. O problemie mówimy, bo z jednej strony mamy zachętę do rozwoju OZE a z drugiej strony system certyfikatów, który mówi, że nie należy inwestować przynajmniej przez bliżej nieokreślony czas. Oba narzędzia są w rękach tych samych władz, więc doszło do braku zaufania, że nastąpi odpowiednia interwencja. Naprawa tej sytuacji nie była trudna ani kosztowna, im później do niej dojdzie, tym gorzej dla wszystkich związanych z OZE, ale i dla Polski.

– **J. Bocian:** – Przed podjęciem jakiejkolwiek decyzji o zmianach systemu należy dokonać oceny i weryfikacji istniejących rozwiązań. Nasuwa się w obecnej sytuacji pytanie – czy ktokolwiek próbował kompleksowo ocenić, czy wprowadzony u nas system wsparcia OZE jest np. rzeczywiście rynkowy, jakie są jego największe słabości itd.? Dla mnie jego największą słabością jest brak

informacji z rynku. Nadpodaż na rynku następuje wówczas gdy moce produkcyjne zostały przekroczone lub są większe niż potrzeby. Wiele instalacji było planowanych, przygotowywanych, ale nikt nie informował o wielkości zapotrzebowania na produkcję energii z OZE i relacji planowanych inwestycji do zapotrzebowania w systemie wsparcia. Błędem było przyjęcie stałej opłaty zastępczej weryfikowanej o wskaźnik inflacji. To nie napędzało rozwiązań rynkowych, podnosiło koszty dla użytkownika końcowego, nie uwzględniając innych elementów, takich jak rozwój technologii, obniżanie cen inwestycyjnych dla poszczególnych technologii itd. System rynkowy miał generować niskie koszty energii dla użytkownika końcowego i pozwolić osiągnąć założony cel. Cel tylko częściowo dało się osiągnąć ponieważ produkcja energii z OZE przewyższyła poziomy zakładane w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki jednak nie zagwarantowała trwałości produkcji energii odnawialnej. W 2020 roku Komisja Europejska rozliczać nas będzie z rzeczywistej produkcji a nie z „wyprodukowanych wcześniej certyfikatów". Obowiązujący obecnie w Polsce system certyfikatów jest od ponad trzech lat nieprzewidywalny inwestycyjnie. Certyfikaty w Polsce były przewidywalne i „bankowalne" do 2017 roku, zgodnie z istniejącymi rozwiązaniami formalno-prawnymi, wyłącznie do tego momentu można było uwzględniać w przedstawianych w bankach biznesplanach przychody ze sprzedaży zielonych certyfikatów. Jakiekolwiek ekstrapolowanie przychodów dalej, było wróżeniem z fusów. Wszyscy byli utwierdzani w przekonaniu, że ten system zostanie przedłużony, bo inwestycje wymagają znacznie dłuższego czasu na zwrot kapitału. Zatem systemowi teoretycznie rynkowemu brakuje narzędzi, które powinny go wspomagać rozwojowo. Doprowadziło to do katastrofy tego systemu z punktu widzenia celu jakim jest osiagniecie określonego poziomy produkcji OZE w 2020 r. Tak bowiem trzeba nazwać sytuację podkopania zaufania inwestorów do Polski jako miejsca stabilnego inwestowania w OZE.

W ujęciu ogólnogospodarczym na międzynarodowym rynku konkurujemy ciągle, ale w coraz mniejszym stopniu, kosztami pracy. Koszty energii, poziom jej zużycia, jej cena zaczynają być coraz bardziej istotne dla przemysłu jako czynnik jego konkurencyjności. Myślę także, iż nie uwzględniamy zmian technologicznych, postaw konsumentów w zmniejszaniu zużycia energii. W tym kontekście, wszystkie prognozy dotyczące znacznego przyrostu zużycia energii w Polsce wydają się przesadzone. A tego nikt nie weryfikuje na bieżąco, uwzględniając sytuację gospodarczą i rozwój technologiczny.

– **J. Lewandowski:** – W 2011 roku zużycie energii elektrycznej w Polsce było wyższe niż zakładała to prognoza opracowana

Jerzy Dudzik
– Dyrektor Departamentu Usług Operatorskich w PSE Operator

przy okazji powstawania ostatniej polityki energetycznej...

– **S. Poręba:** – ... w 2010 roku miała miejsce identyczna sytuacja.

- ***Jestem zawodowo zaangażowany w opracowywanie prognoz zużycia energii. I mogę powiedzieć, że wzrost efektywności użytkowania energii się uwzględnia, natomiast niemożliwy do przewidzenia jest przebieg rozwoju gospodarczego. I to decyduje o trafności lub błędach prognoz.***

– **W. Cetnarski:** – Wydaje się, że musimy zmienić całą filozofię myślenia o elektroenergetyce. Ten sektor powstawał kilkadziesiąt lat temu i w obecnym kształcie przestaje

Dr inż. Małgorzata Kwestarz
– Wydział Inżynierii Środowiska PW

przystawać do istniejącej rzeczywistości. Sposób w jaki był budowany sektor elektroenergetyczny nie ma nic wspólnego z rynkiem. Istota rynku jest bowiem taka, że różne podmioty konkurują na nim między sobą, optymalizując koszty, mając te same warunki, dostęp do tej samej wiedzy itd. Tymczasem, energetyka jest to część infrastruktury państwa, realizującej takie funkcje, które nie poddają się regułom rynkowym. Używanie więc sformułowania, że „rynek to ureguluje", „rynek wszystko załatwi", jest wymysłem klasy politycznej niechętnej podjęciu się zarządzania zachodzącymi w tym obszarze różnego typu zjawiskami. Przecież decyzja o tym, że OZE mają się znaleźć w mikxie energetycznym nie była decyzją rynku lecz polityczną. Ta decyzja polityczna wynika z rachunków ekonomicznych, ale nie są one prowadzone w oparciu o założenia rynkowe. Żyjemy mitem, że rynek rozwiąże nam wszystkie problemy. W przypadku infrastruktury energetycznej, rynek nigdy nie zadziałał jako siła napędowa jej rozwoju.

Niewątpliwą zaletą funkcjonującego u nas systemu wsparcia OZE jest to, że wymusza zachowania powodujące raczej mniejsze niż większe obciążenie finansowe tych, którzy ten system wsparcia finansują, czyli konsumentów. Niemniej jest to system sztucznie stworzony, który – i tu się z kolegami zgodzę – wymaga racjonalnego zarządzania. Trzeba mieć świadomość celu jaki chcemy osiągnąć i pod tę funkcję celu należy prowadzić świadomą regulację. Tymczasem, strona polityczna, która system wprowadziła powiedziała: – „no a teraz rynek was wyreguluje", jednocześnie zachowała wszystkie instrumenty, narzędzia tej regulacji. Strona polityczna „ucieka" od regulacji, nie prowadzi jej. Dowodem choćby to, że nie możemy się doprosić przejrzystego systemu informacji o rynku energii odnawialnej. Informacje na temat produkcji energii z OZE pochodzące z Ministerstwa Gospodarki rozmijają się z pochodzącymi z URE o ponad 3 TWh.

Sprawa następna, o której mówił przedstawiciel PAK. Gdyby inwestorzy wiedzieli, że państwo nie zamierza regulować strony popytowej, to oczywiście przyhamowali by inwestycje. Warto też mieć świadomość, że jako Europa, w skali globalnej konkurujemy z gospodarkami, w których energetyka jest kompletnie nierynkowa, jak choćby chińska.

– **W. Lisiak:** – No jednak nie można powiedzieć, że nie ma rynku energii. Jeżeli nasi handlowcy nie złożą odpowiednich ofert, to PAK nie zarobi. Gdy nie zredukujemy kosztów – również nie zarobimy. A jeśli nie osiągniemy odpowiednich dochodów, to zbankrutujemy. Jeżeli część rynku energii została „wycięta" z całości i dla zrealizowania określonych celów państwo zaczęło ją regulować na innych zasadach niż rynkowe, to nie znaczy, że rynek energii w Polsce przestał zupełnie działać.

– **S. Poręba:** – Jeżeli przyjmiemy, że rynek w energetyce jest nieporozumieniem, to należałoby przerwać naszą dyskusję, bo ona nie miałaby żadnego sensu. Podstawy do urynkowienia przemysłów infrastrukturalnych zostały opracowane w USA około 70 lat temu. Mechanizmy rynkowe są wdrażane i funkcjonują w wielu krajach. W USA została wprowadzona konkurencja między wytwórcami. Jest to prostsze do wdrożenia i daje lepsze wyniki niż konkurencja między dostawcami w Europie. Najlepszym dowodem są ceny energii o 30–40% niższe niż w Europie. Jednocześnie, energetyka była w stanie wygenerować i pozyskać środki na budowę około 200 tys. MW mocy na gazie w ciągu ostatnich 15 lat. Buduje się tam również najwięcej elektrowni wiatrowych. Tam też wahania cen gazu spowodowały bankructwo części firm, trudno, taki jest „urok" gospodarki rynkowej. Następne lepiej zarządzają ryzykiem i zawierają kontrakty wieloletnie, rezygnując z części zysków. Martwimy się obecną nadwyżką certyfikatów i spadkiem ich cen, ale w Polsce wielu operatorów OZE zrezygnowało z kontraktów wieloletnich bo na rynku spot były wyższe ceny certyfikatów. Na rynku takie sytuacje się zdarzają, regulacje i interwencje mogą najwyżej ograniczać wahania.

• ***Ten rynek ma jednak pewne ograniczenia i uwarunkowania, z których trzeba sobie zdawać sprawę. Takim uwarunkowaniem i zarazem ograniczeniem, o czym wcześniej tu mówiono, jest wzrastający w systemie udział źródeł niestabilnych. A system mamy, jaki mamy. Uwarunkowany historycznie i nie za bardzo da się go porównać do systemu w USA.***

– **M. Cecerko:** – Reprezentuję Polską Izbę Biomasy. Nasza organizacja zrzesza producentów biomasy, firmy zajmujące się obrotem biomasą oraz wytwórców energii z biomasy. Nasza dyskusja powinna ogniskować się, zgodnie z jej tematem, w gruncie rzeczy, wokół jednego dylematu – pozostawić dotychczasowy system wsparcia OZE, modyfikując go, dostosowując do wyzwań rzeczywistości, czy też zlikwidować go i zbudować zupełnie nowy. Przestrzegał bym przed czynieniem prostych porównań, zachwycaniem się rozwiązaniami dobrze funkcjonującymi w innych krajach. Doświadczenie pokazało wielokrotnie, że system działający dobrze w innym kraju, przeniesiony wprost na polski grunt, wcale nie musi działać dobrze. W mojej ocenie, obecnie obowiązujący w Polsce system wsparcia OZE jest w swoich założeniach dobrym systemem, wymaga jednak doskonalenia, zwłaszcza w zakresie pełniejszej informacji, choć oczywiście nie tylko. Jaki by system wsparcia nie był, zawsze w końcowym rozrachunku będzie finansowany przez odbiorcę końcowego. Jeżeli chodzi o współspalanie biomasy z węglem, to moim zdaniem nie powinno być ono

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
– Instytut Techniki Cieplnej PW

wspierane w energetyce kondensacyjnej. Powinno być ono natomiast wspierane w kogeneracji, w jednostkach wyposażonych w kotły zaprojektowane do współspalania. System wsparcia winien być taki by promował technologie najtańsze, dostępne na danym rynku.

– **J. Dudzik:** – Wracając do informacji, która powinna obudowywać system wsparcia. Otóż operatorzy systemu wydali warunki przyłączenia dla 18 tys. MW OZE, czyli dużo powyżej założonego celu. Jest taka informacja i co z tego?

– **J. Lewandowski:** – Nikt nie traktuje jej poważnie.

Waldemar Lisiak
– Dyrektor Departamentu Rozwoju,
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.

– **W. Cetnarski:** – Jest jednak wiele innych, niezwykle ważnych informacji. Np. dotycząca ilości wniosków złożonych w URE o wydanie świadectw pochodzenia i ilości rzeczywiście wydanych. Ta informacja jest publikowana raz do roku, z dużym opóźnieniem i przez to nie ma żadnej wartości. W innych krajach, mających podobny do naszego system wsparcia, bilans certyfikatów jest publikowany w cyklu miesięcznym i to dopiero pozwala na ocenę tego czy ten rynek wsparcia ma jakąś perspektywę. A inwestorzy przywiązują dużą wagę do wiarygodności informacji. Na przykład tej, o możliwości przyłączenia dla 18 tys. MW farm wiatrowych, w oparciu o wydane warunki przyłączenia, inwestorzy nie uznali za wiarygodną.

• ***Tzn., ona jest wiarygodna, nie niesie jednak ze sobą ładunku informacji niezbędnych przy ocenie ryzyka inwestycyjnego. W tym miejscu pojawia się kolejny problem. Otóż udział w systemie niesterowalnych źródeł OZE powoduje bardzo poważne konsekwencje. Czy zatem powinno się wydawać w sposób nieograniczony koncesje na OZE? Brak takich ograniczeń może doprowadzić do nadmiaru pewnych źródeł, spadku cen certyfikatów i podwyższenia ryzyka inwestowania oraz eksploatacji. Czy zatem strukturę OZE w systemie powinniśmy w jakiś sposób regulować?***

– **J. Dudzik:** – Dobrze by było, gdyby tak było. W dawnych czasach, które pamiętam, prowadzone były rozważania nad strukturą energetyki. Dziś się tego nie robi. Ale teoretycznie mamy ustaloną strukturę energetyki. I tak np. wiemy, że nasz system jest w stanie „przełknąć" do 8 tys. MW z energetyki wiatrowej...

• ***...a wydaje się warunki przyłączenia dla 18 tys. MW, w ramach źle pojętego pojęcia wolności rynkowej.***

– **S. Poręba:** – Przestrzegał bym przed dekretowaniem rozwoju poszczególnych technologii OZE. Jedną ze specyfik elektroenergetyki jest to, że funkcjonujemy w systemie sieciowym, który zapewnia, że generuje się tyle energii ile w danym momencie zużywają odbiorcy. Technologii magazynowania energii elektrycznej w większych ilościach jeszcze nie opanowaliśmy. Ale teraz prowadzi się bardzo intensywne badania i prace rozwojowe, między innymi z wykorzystaniem samochodów elektrycznych. Opanowanie magazynowania radykalnie zmieni warunki rozwojowe niesterowalnych technologii OZE, takich jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Nie zapominajmy, że wszystkie dotychczasowe systemy wsparcia OZE zakładały, iż ich udział w całym systemie będzie najwyżej kilkunastoprocentowy. W takim układzie problemy niesterowalności, regulacyjności nie miały więc większego znaczenia.

Jeżeli przyjmiemy, że zgodnie z planami UE w roku 2050 ma być elektroenergetyka o niemal zerowej emisji CO_2, to musimy za-

kładać kilkudziesięcio-procentowy udział energii elektrycznej z OZE. Chyba nie mamy wyjścia, musimy iść w tym kierunku, a systemy wsparcia OZE budować na znacznie dłuższe okresy. W tym kierunku poszli Brytyjczycy, opracowali reformę całego rynku energii, w tym rozbudowane planowanie i wprowadzenie rynku mocy. Część podobnych rozwiązań my już stosowaliśmy, ale nie zawsze konsekwentnie. Z części sami zrezygnowaliśmy w warunkach szybkiego rozwoju i przy braku problemów z ochroną klimatu. Mogliśmy uniknąć wielu obecnych problemów. Najważniejsze jest opracowanie zoptymalizowanego „mixu energetycznego" oraz konsekwentne dążenie do jego osiągnięcia. Jest bardzo wiele metod i instrumentów, które trzeba umiejętnie stosować. Wiele w tej materii moglibyśmy się nauczyć od Brytyjczyków. Także na ich błędach.

– **W. Cetnarski:** – Każdy system można zaprojektować w dowolny sposób i przypisać mu dowolne funkcje. Mamy jednak określone ograniczenia i żyjemy w określonej rzeczywistości. Wstępując do UE podpisaliśmy konkretne zobowiązania. Niewywiązanie się z nich, spowoduje określone skutki finansowe, w postaci transferów statystycznych. I teraz można policzyć dokładnie czy bardziej opłaca się nam wspierać OZE, czy też po roku 2020 płacić transfery statystyczne. W naszym Stowarzyszeniu mamy wyliczenia, z których wynika jednoznacznie, że bardziej opłaca się wspierać OZE. Z analiz wynika, że jest możliwe osiągnięcie do 2020 roku założonych celów w produkcji energii z OZE i system elektroenergetyczny jest na to przygotowany. Pracujmy zatem w tym systemie wsparcia, który jest, oczywiści udoskonalając go, bo jeżeli zostanie zmieniony zupełnie, to będziemy potrzebować dużo czasu aby przekonać do niego, nan nowo inwestorów gotowych inwestować w OZE. A na realizację inwestycji niezbędnych do wywiązania się z naszych zobowiązań są potrzebne określone pieniądze w postaci dziesiątków miliardów złotych. My tych pieniędzy nie zobaczymy na oczy jeżeli nie będzie funkcjonował przewidywalny, stabilny system. Gdy w Wielkiej Brytanii zaczęto rozmawiać o budowie nowej elektrowni jądrowej, to się okazało, że inwestor, EDF zażądał stworzenia mu perspektywy nie 15–20-letniej lecz 40-letniej. To pokazuje jakiego rzędu perspektywa patrzenia na system wsparcia jest potrzebna by przekonać tych, którzy mają pieniądze by je zainwestowali w energetykę. Bez przewidywalnej, stabilnej perspektywy na kilkanaście lat do przodu, wszystkie nasze rozważania będą miały wymiar jedynie teoretyczny. Bo świat finansów, inwestorzy kapitałowi i banki nie sfinansują planów, o których mówimy. Pracuję na co dzień w świecie finansów i wiem, że inwestorzy nie mają żadnych sentymentów, że to Polska, że energetyka odnawialna itd.

Stanisław Poręba
– Ernst&Young

– **W. Lisiak:** – Nie mówmy w kategoriach zero jedynkowych, tzn. jeżeli nie będzie stabilnego w perspektywie kilkunastoletniej systemu, to nie będzie inwestycji. Tak się nie dzieje. Im system będzie mniej stabilny, mniej przewidywalny, tym będzie się budowało mniej i drożej, a założone cele nie zostaną osiągnięte. Politycy powinni mieć świadomość, że wpływają na wysokość tych kosztów.

– **J. Lewandowski:** – Tylko ja, na początku, trochę prowokacyjnie stwierdziłem jednoznacznie, iż obecny system wsparcia OZE należy zlikwidować i zbudować nowy. Państwo, w trakcie dyskusji wyrażaliście się na ten temat niekiedy dwuznacznie. Czas

Dr Mirosław Duda
– ARE

więc na jednoznaczność: a więc remontować obecny system, czy też go zlikwidować i zbudować nowy?

– **W. Lisiak:** – Utrzymać, bo ten system nie jest taki zły, a jego naprawa nie wymaga wielkich działań. Natomiast dla inwestorów i instytucji finansujących, nowy system uczyniłby przyszłość nieprzewidywalną przez dłuższy, zmarnowany czas.

– **S. Poręba:** – Utrzymać. Można natomiast rozmawiać o nowym systemie, ale w perspektywie po 2020 roku.

– **J. Dudzik:** – Podzielam pogląd mojego przedmówcy.

– **W. Cetnarski:** – Lubię się spierać z Panem Porębą, ale w tym przypadku muszę podzielić jego pogląd. Należy dokończyć program inwestycyjny pozwalajacy nam osiągnąć nasze cele na rok 2020, rozpoczęty w oparciu o system, który obowiązuje, po odpowiedniej jego modernizacji. Oczywiście ten system nie jest po wsze czasy, świat się bowiem tak zmienia, że czy chcemy, czy nie po roku 2020 wszystko będzie wyglądało inaczej. O tym zaś jak miałby wyglądać następny system wsparcia, warto już dziś zacząć rozmawiać.

– **S. Poręba:** – I może nie będzie to system wsparcia OZE, tylko funkcjonowania energetyki.

– **J. Bocian:** – Wprowadzenie rewolucji sprawiłoby, że założonych na 2020 rok celów na pewno byśmy nie osiągnęli. Oczywiście istniejący system trzeba modyfikować, głównie pod kątem pewności inwestycji. Dużo mówi się na temat kosztów przebudowy kotła na biomasowy, czy budowy nowego źródła biomasowego. Nie mówi się natomiast o tym, że 2–3-krotnie więcej nakładów trzeba ponieść by biomasę pozyskać, przygotować i dostarczyć energetyce. Trzeba też mieć świadomość, że te inwestycje w lokalne pozyskanie biomasy jako ważnego paliwa w miksie energetycznym są potężnym kołem zamachowym dla gospodarki. Natomiast jaki będzie miał kształt system wsparcia w przyszłości, zadecyduje o tym rozwój technologii. Trzeba także przestać prowadzić w Polsce demagogiczną dyskusję na temat tego, że UE pomyliła się odnośnie gospodarki nisko emisyjnej, a podjąć intensywne działania poszukujące innowacji i technologii w produkcji i efektywnym wykorzystaniu energii.

– **M. Cecerko:** – Obecny system wsparcia OZE należy utrzymać, oczywiście modyfikując go, poprawiając, usprawniając.

– **M. Kwestarz:** – Jestem za wprowadzeniem katalogu technologii, etykietyzowaniem ich i wsparciem określonych, zarówno na etapie inwestycji jak i potem. Mechanizm ten powinien być przejrzysty, szczególnie w okresie eksploatacji, np. przez precyzyjnie zdefiniowany okres wsparcia. Zatem system powinien być prosty i transparentny dla wszystkich uczestników rynku.

• ***Dziękujemy za rozmowę.***

Izolacje bez tajemnic

Kondycja prezentowanej firmy dowodzi wielce udanej niemieckiej inwestycji w Polsce. Firma KAEFER SA z siedzibą główną w Warszawie powstała w sierpniu 2009 roku w wyniku połączenia siostrzanych spółek: TERMOIZOLACJI SA zlokalizowanej w Zabrzu i IZOKORU Płock SA. W jej skład wchodzą także dwa przedsiębiorstwa – TERMOKOR KAEFER z Bełchatowa i WIEZAT z Tarnowa. Historia firmy KAEFER nad Wisłą to dzieje jej wszystkich podmiotów, powiązanie tradycji, wiedzy i doświadczenia. Rozwijała rynek izolacji przemysłowych od 1947 r. (wówczas powstała TERMOIZOLACJA). To górnośląskie przedsiębiorstwo w czasach realnego socjalizmu było silnie obecne w Europie Zachodniej poprzez wykonawstwo usług eksportowych, w realizacji projektów izolacyjnych koszt pracy ludzkiej jest wysoki – w Polsce był niższy niż na Zachodzie. Zdobyta wiedza i kontakty procentują do dziś.

Historia Grupy KAEFER na świecie sięga roku 1918, kiedy to w Bremie powołano do życia rodzinną firmę **Carl Kaefer Co**. Obecnie to międzynarodowy koncern technologiczny **KAEFER Isoliertechnik** skupiający ok. 100 spółek w branży izolacyjnej na sześciu kontynentach, z liczbą pracowników sięgającą 18,5 tys. W Polsce jest ich ponad 1200, w 5 regionach: północ, południe, wschód, zachód i centrum (połączonym z regionem eksport, z siedzibą w Warszawie), w 13 oddziałach krajowych i 4 zagranicznych (Niemcy, Francja, Holandia, Irlandia).

Fuzja, czyli kompleksowa oferta

By określić pozycję spółki KAEFER SA na polskim i europejskim rynku trzeba wskazać na znaczenie wspomnianego wyżej połączenia dwóch przedsiębiorstw. W ciągu kilkudziesięciu lat istnienia konkurowały ze sobą, choć wyspecjalizowały się w dwóch różnych dziedzinach rynku: klientem TERMOIZOLACJI był głównie przemysł energetyczny, IZOKORU – petrochemiczny, rafineryjny i celulozowo-papierniczy (zabezpieczenia antykorozyjne). Pierwsza działała przede wszystkim w południowej Polsce, druga na północy kraju. Ostatnimi laty realizowały wspólnie liczne zlecenia, słowem ich oferta była kompleksowa. Konsolidacja jawiła się jako naturalna, umożliwiająca wykorzystanie potencjału firm, ich zasobów, wzrostu konkurencyjności i jakości oferowanych usług oraz oszczędności, jakże ważnych w obliczu trwającego kryzysu gospodarczego. Co więcej znana i ceniona na świecie a nowa w Polsce marka KAEFER przejęła pozytywne skojarzenia z markami TERMOIZOLACJA i IZOKOR. I z każdym rokiem jest bardziej rozpoznawana na rodzimym rynku.

GRZEGORZ BORKOWSKI – urodzony 1974, jest absolwentem Politechniki Poznańskiej oraz ESCP-EAP Berlin. Karierę rozpoczął w Poznaniu w SPIN S.A., a następnie doświadczenia zawodowe zdobywał w Alstom Power Conversion w Berlinie, gdzie pracę łączył ze studiami podyplomowymi. Uważa, że nasz kraj również jest pełen możliwości – dlatego też w roku 2003 wrócił i podjął pracę w Cegelec, koncernie dostarczającym kompleksowe rozwiązania techniczne w obszarach energetyki, chemii, petrochemii oraz oil & gaz, gdzie pracując na stanowisku Menedżera Profit Center rozwijał działalność spółki w Polsce. Od stycznia 2013 roku pełni funkcję Dyrektora Operacyjnego KAEFER SA.

Zgodnie z wizją firmy, która brzmi **„Wyeliminować straty energii”**, przedsiębiorstwo koncentruje się na dostarczaniu klientom najbardziej profesjonalnych oraz innowacyjnych rozwiązań izolacyjnych.

– *KAEFER SA jest jedną z największych w Polsce firm w branży izolacji przemysłowych, a zatem izolacje zimno- i ciepłochłonne to nasz core business* – mówi **Grzegorz Borkowski**, jej dyrektor operacyjny. – *Ponadto oferujemy izolacje akustyczne, zabezpieczenia antykorozyjne, roboty fasadowe, rusztowania, badania termowizyjne. Specjalizujemy się także w ochronie przeciwpożarowej.*

Dodajmy, że KAEFER SA jest częścią regionu Europy Wschodniej i Krajów Nadkaspijskich, zarząd regionu ma siedzibę w Warszawie.

Klienci, czyli nie tylko energetyka

Usługi firmy są adresowane do wielu dziedzin gospodarki. – *Jesteśmy obecni w przemyśle energetycznym, stoczniowym i offshore, chemicznym, petrochemicznym, spożywczym, papierniczym i w budownictwie* – zapewnia dyrektor Borkowski. – *Nasze doświadczenie obejmuje prace m.in. w elektrowniach klasycznych i jądrowych, elektrociepłowniach, spalarniach śmieci, rafineriach, cementowniach, zakładach chemicznych, na platformach wiertniczych i terminalach LNG. Jeśli chodzi o biznes elektroenergetyczny to naszymi klientami są wszyscy najwięksi, by wymienić Alstom Power, Fortum Power and Heat Polska, Tauron Wytwarzanie, PGE, ZE PAK, Enea, EDF, GDF Suez Energia Polska, Foster Wheeler Energia Polska, Polimex-Mostostal, Mostostal Warszawa, KGHM Polska Miedź, Elcho Chorzów, Rafako czy Remak Rozruch. A w przemyśle rafineryjnym to PKN ORLEN SA i Grupa LOTOS. Rocznie montujemy setki tysięcy metrów kwadratowych izolacji zarówno w kraju, jak i za granicą.*

Trudno wymienić wszystkie dokonania firmy. KAEFER uczestniczył w budowie bloku 858 MW w Bełchatowie, realizował projekty m.in. w ramach programu 10+ dla Grupy LOTOS, a także w elektrowniach Połaniec, Opole, Łagisza. Pracował za granicą

czego przykładem może być elektrownia Walsum w Niemczech i elektrownia Moneypoint w Irlandii, Adriatic LNG we Włoszech, zakłady chemiczne Borealis w Szwecji. Wymieńmy niektóre z obecnie realizowanych przedsięwzięć dla sektora energetycznego. W PGE GiEK w Bełchatowie – prace serwisowe na bloku 858 MW i kontynuacja rozpoczętej izolacji instalacji podgrzewu spalin oraz izolacji termicznej elektrofiltru nr 8. Dla Enea Zakład Wytwarzania w Świerżach Górnych – prace izolacyjne rurociągów bloku nr 6. El Opole – remonty czterech bloków; El Łagisza – remonty bieżące i remont kapitalny bloku nr 10; El Rybnik – izolacje na kanałach instalacji mokrego odsiarczania spalin; El Jaworzno III – prace związane z remontem kapitalnym turbozespołu TG-6 i kotła oraz armatury. Dla EDF Toruń – usługi izolacyjne i przeciwwilgociowe na napowietrznych magistralach ciepłowniczych. Dla KGHM w Głogowie i Polkowicach – uczestnictwo w realizacji bloków gazowo-parowych. EC Wrocław – izolacje zbiornika magazynowego mocznika i rurociągów powietrza niskiego ciśnienia. W przypadku kontraktów zagranicznych należy wskazać na powstające w Niemczech elektrownie z konwoju Hitachi – KW Moorburg i STKW Westfalen (elektrofiltry bloków D i E), elektrownię w Holandii czy na prace izolacyjne w ramach projektu blok 660 MW El Ledvice w Czechach.

– Największą wartościowo inwestycją, w której uczestniczymy, jest terminal LNG w Świnoujściu, który za kilkanaście miesięcy będzie w stanie przyjąć pierwsze dostawy skroplonego gazu drogą morską – informuje Grzegorz Borkowski. *– Ten obiekt jest największym i najbardziej zaawansowanym projektem w dziedzinie budowy zdolności przeładunkowych gazu w basenie Bałtyku. Wykonujemy na nim roboty izolacyjne*.

Wypada wymienić jeszcze kilka przedsięwzięć realizowanych przez KAEFER w innych sektorach przemysłu. W Zakładach Azotowych w Tarnowie – Mościskach trwają prace izolacyjne rurociągu na Wydziale Amoniaku i na innych wydziałach. W Warszawie firma zajmuje się elewacjami budynków. We Francji jest obecna w kilku zakładach chemicznych, w Holandii prowadzi liczne prace izolacyjne, instalacyjne i remontowe. W International Paper są wykonywane prace remontowe, a w Hucie Szkła TUR – izolacje termiczne rurociągów.

Postrzeganie rynku, czyli koniunktura

O spowolnieniu gospodarczym, czy wręcz kryzysie słyszymy od rana do wieczora.

– Z jednej strony nasza rynkowa pozycja jest mocna, jednakże nowych, uruchamianych czy zapowiadanych inwestycji jest coraz mniej – zauważa dyrektor operacyjny. *– Z moich rozmów z firmami funkcjonującymi na tym samym rynku wynika, że mamy ewidentnie do czynienia z kryzysem. Trudno przyjąć zlecenia, które nie będą przynosiły sensownego ekonomicznie wyniku. Jeśli spojrzymy na ostatnią dekadę i czas obecny, to można dostrzec znaczące różnice. Rynek, oczekiwania klientów, forma realizacji projektów ulegają zmianie, toteż cały czas pracujemy nad dostosowaniem naszej struktury do tych wyzwań. Uczestniczymy w konkursach ofert, przetargach. Jeżeli jesteśmy w stanie sami zrealizować całość zadania, to oczywiście tak postępujemy, jeśli nie to dobieramy sobie partnera. Rzecz jasna w zależności od specyfiki zlecenia. I tak np. w projekcie terminalu LNG współdziałamy ze spółkami Grupy KAEFER z zagranicy – Hiszpanii, Niemiec a nawet Australii (stamtąd pochodzi technologia preizolacji rur, mają na tym polu wielkie doświadczenie, choćby na rynkach azjatyckich). W realizacji licznych prac część zadań zlecamy podwykonawcom*.

KAEFER nie ukrywa, iż bardzo liczy na realizację zapowiadanych inwestycji energetycznych. Z części planowanych projektów inwestorzy rezygnują (głównie działające w kraju koncerny energetyczne) bądź je przesuwają w czasie. Przykłady to El Opole i El Rybnik, Zespół Elektrowni Dolna Odra, ograniczenia pierwotnych zamiarów inwestycyjnych w El Turów, niepewność co do budowy bloku węglowego 850–1000 MW w El Ostrołęka. Wyjątkiem in plus są inwestycje w budowę nowych bloków gazowo-parowych w El Jaworzno III i El Kozienice oraz we Włocławku (ORLEN) i Elblągu (Energa Kogeneracja).

Dyrektor Borkowski ma świadomość tego stanu rzeczy. KAEFER to nie tylko udział w realizacji nowych inwestycji, ale również w remontach, modernizacji istniejących mocy wytwórczych. A w tym obszarze jest lepiej. Istnieje jeszcze eksport, gdzie spółka jest również silna.

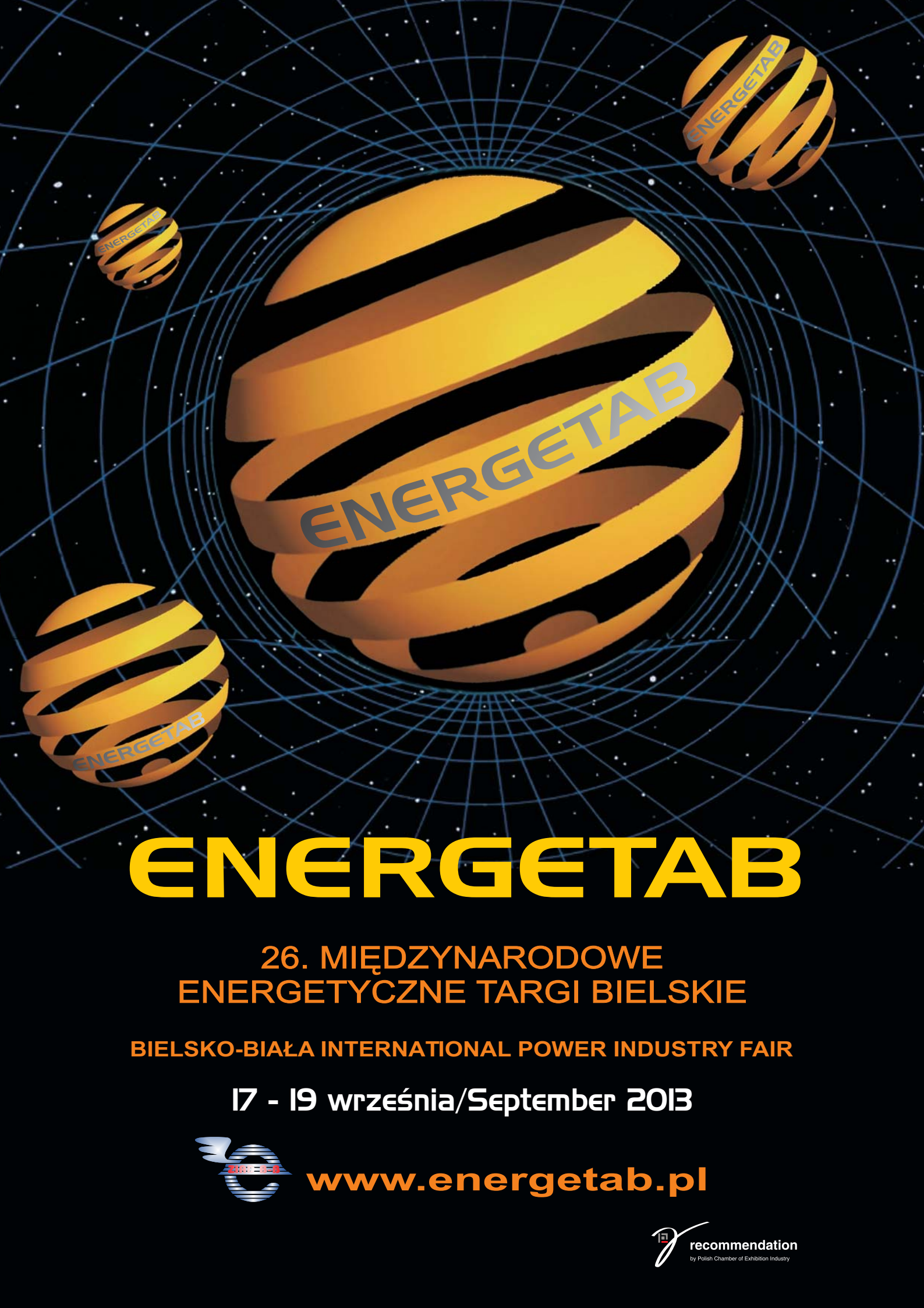
Obecność w Grupie, czyli odpowiedzialność i zaufanie

Pytam Grzegorza Borkowskiego o relacje polsko-niemieckie oczywiście nie międzypaństwowe, ale w ramach Grupy KAEFER. *– Jesteśmy niezależną spółką* – mówi. I dodaje: *– Mamy swoje plany biznesowe, które realizujemy i bierzemy za nie odpowiedzialność. Raportujemy dokonania właścicielowi. Nasze stosunki charakteryzuje odpowiedzialność i zaufanie, dlatego tak ważnymi kwestiami są: profesjonalizm personelu, jakość pracy, spełnianie standardów obowiązujących w firmie. Jestem przekonany, że koledzy z Niemiec są zadowoleni zarówno z samej inwestycji w Polsce jak i jej efektów. Konsultujemy nasze działania, korzystamy z know-how naszego właściciela. Mamy Centrum Kompetencyjne w Bremie. Współpraca ma ciągły charakter, czego dobrym przykładem jest terminal LNG, gdzie zastosowano technologie w Polsce wcześniej nieznane. A zatem przynależność KAEFER SA do Grupy przynosi ewidentne i policzalne korzyści, w tym dostęp do światowej klasy innowacyjnych technologii*.

Kończąc powiedzmy, że KAEFER SA otrzymał wiele nagród i wyróżnień. Wśród najświeższej daty jest tytuł Lidera Społecznej Odpowiedzialności, Dobra Firma 2012. Firma inwestuje w swoją załogę, stawia także na podnoszenie kompetencji, poprzez szkolenia finansowane zarówno ze środków własnych, jak i w ramach unijnego Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki. Są one przeznaczone zarówno dla monterów izolacji, jak i pracowników administracji.

Firma jest aktywna w obszarze społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR). Pomaga potrzebującym na wiele sposobów angażując również pracowników, przykładowo już trzeci rok z rzędu firma bierze udział w akcji Szlachetna Paczka. Wspiera również lokalne inicjatywy sportowe m.in. w Tarnowie, Gdańsku, Oświęcimiu, Toruniu.

Andrzej Uznański



ENERGETAB

26. MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL POWER INDUSTRY FAIR

17 - 19 września/September 2013

www.energetab.pl

recommendation
by Polish Chamber of Exhibition Industry

CHEMAR – nowe oblicze

Dynamicznie zmieniający się na naszych oczach krajobraz gospodarczo-polityczny, inicjuje istotne zmiany, dokonujące się w działalności wielu firm działających od lat w sektorze energetyki zawodowej. Przykładem takiej zmiany transformacyjnej jest aktualna sytuacja w Kielcach, na terenie dawnego ZUCHiAP Chemar S.A. Jeszcze do niedawna przedsiębiorstwo wielozakładowe, posiadające status jednego z największych w regionie, po ostrym zakręcie na początku XXI wieku, już jako podmiot skomercjalizowany skutecznie odbudowuje swoją pozycję na rynku krajowym i zagranicznym właśnie w sektorze energetyki zawodowej. Kontynuatorem najlepszych praktyk i tradycji, czy też swoistym następcą działalności Chemaru stała się spółka Chemar Rurociągi Sp. z o.o. wraz z dwoma spółkami powiązanymi kapitałowo tj. Chemar Armatura Sp. z o.o. oraz Chemar Service Sp. z o.o. Korzystając z wachlarza doświadczeń i referencji z lat ubiegłych wywodzących się ze „starego" Chemaru, jako przedsiębiorstwa państwowego, Zarząd spółki Chemar Rurociągi Sp. z o.o. skutecznie buduje coraz mocniejszą pozycję rynkową, jako uznany dostawca produktów i usług na rzecz energetyki zawodowej. Przyjęta kilka lat temu strategia działania i rozwoju, opartego na tworzeniu kompleksowych ofert dla projektów inwestycyjno-modernizacyjnych w polskich elektrowniach zaczyna przynosić wymierne efekty. Z tego też powodu bieżąca aktywność rynkowa „nowego" Chemaru opiera się na pełnej synergii działania wszystkich trzech spółek, które w zależności od wymagań klienta uzupełniają się wzajemnie w zakresie obszarów swojej działalności produkcyjno-usługowej i realizują kontrakty w wymiarze kompletnych rurociągów energetycznych, tj. kontrakty zawierające zarówno etap projektowania, oraz dostawy wraz z montażem na obiekcie. Potwierdzeniem rynkowym tak przyjętej strategii działania jest realizacja kontraktów dla 3 kolejnych bloków Elektrowni Bełchatów, zakończona pełnym sukcesem od strony techniczno-jakościowej (osiągnięcie w całości gwarantowanych parametrów pracy), jak i eksploatacyjnej (przekazanie bloków do bezkolizyjnej eksploatacji na podstawie wymogów europejskiej dyrektywy ciśnieniowej). Realizacja tego projektu, jak i stała współpraca w zakresie dostaw rurociągów dla uznanych partnerów zagranicznych (Alstom, Hitachi Europe, Siemens, Bilfinger Power Systems), wśród której warto z dumą wymienić dostawy głównych rurociągów parowych dla ostatnio realizowanych bloków nadkrytycznych o mocy 1000 MW w elektrowniach Westfalen, Datelln, Eemshaven i Maasvlakte, w pełni potwierdza zasadność przyjętego kierunku rozwoju całej grupy i jednoznacznie wyznacza dalszy kierunek działań oparty na:

Zarząd Spółki Chemar Rurociągi Sp. z o.o. (od lewej): Jan Chociaj, Mirosław Malinowski, Zbigniew Gulan

- technologicznym rozwoju spółek w zakresie głównych procesów (obróbka plastyczna, obróbka cieplna, spawanie) ze szczególnym uwzględnieniem automatyzacji procesów spawalniczych;
- wdrożeniu do produkcji kolejnych, nowych materiałów dla potrzeb rurociągów i armatury, ze szczególnym przeznaczeniem dla projektów opartych o parametry nadkrytyczne;
- utrzymaniu wysokich standardów jakościowych, w oparciu o wdrożony Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskiem i BHP według norm EN ISO 9001:2008, EN ISO 14001:2004, PN-N-18001:2004 (OHSAS 18001:2007) oraz wysoko wykwalifikowany personel;
- wdrożeniu w najbliższych miesiącach Zintegrowanego Systemu Zarządzania Zasobami, w oparciu o kompleksowy system informatyczny klasy ERP, w celu poprawy efektywności bieżącego, operacyjnego zarządzania całą grupą kapitałową.

Biorąc pod uwagę obecną, trudną sytuację rynkową zasadnicze założenia strategii rozwoju Spółki generalnie nie ulegną zmianie. Wobec problemów z pozyskaniem dużych, kompleksowych zleceń, Spółka będzie zmuszona do podjęcia skutecznej, trudnej walki z konkurencją o realizację projektów remontowych, serwisowych, o zdecydowanie mniejszej wartości jednostkowej. Dopiero w dalszej perspektywie czasowej można liczyć na większy udział w kompleksowych projektach inwestycyjnych, takich jak Kozienice, Stalowa Wola, Włocławek czy też kolejny blok Elektrowni Bełchatów. Bardzo rozwojowymi rynkami branżowymi na najbliższe lata będzie sektor przesyłu gazu, spalanie odpadów komunalnych, a także budowa kolejnych energetycznych bloków gazowo-parowych oraz tradycyjnych bloków opartych na węglu brunatnym i kamiennym. Posiadane referencje i przygotowanie techniczno-kadrowe pozwala z optymizmem patrzeć na nadchodzące lata.

Nowy Chemar to już nie tylko dostawy, ale również montaż

CHEMAR RUROCIĄGI
CHEMAR SERVICE
Engineering Prefabrication and Erection for Power Plants
CHEMAR ARMATURA

www.chemar-piping.pl
www.chemar-service.pl
www.armatura-chemar.pl

Udany powrót do źródeł

Korzenie obecnie spółki giełdowej **Bipromet SA** sięgają roku 1950, kiedy to powołano do życia państwowe przedsiębiorstwo **Biuro Projektów Przemysłu Metali Nieżelaznych „Bipromet”** z siedzibą w Katowicach. Jej 63-letnia historia jak w soczewce skupia dzieje rodzimej gospodarki – meandry czasów realnego socjalizmu, transformację ustrojową przełomu lat 80. i 90. ubiegłego stulecia, przekształcenia własnościowe, zmienny profil działalności, lepszą i gorszą koniunkturę, wychodzenie poza krajowe opłotki etc. Przed 10. laty Prezesem Zarządu firmy znajdującej się wówczas w kiepskiej kondycji został **Tadeusz Baj**, inżynier i menedżer, człowiek zdeterminowany by postawić ją na nogi (sytuacja była, jak mówi, bardzo trudna, nie było zleceń, firma generowała straty, a średnia wieku pracowników bliska była wieku emerytalnego). I udało się.

Od spółki pracowniczej, do Grupy Kapitałowej KGHM

W latach 90. spółka została wykupiona przez pracowników w formule leasingu pracowniczego. Następnie sprzedali 98% swoich akcji **Mostostalowi Kraków SA**, a te z kolei kupił **Budimex SA**.

Oddajmy głos prezesowi: – *W 2002 r. pojawiłem się w Biprometcie, który był ulokowany w strukturze holdingu Budimex-Dromex, czyli w grupie przedsiębiorstw budowlanych, nie mających nic wspólnego z przemysłem metali nieżelaznych. Pod koniec roku 2005 wykupiliśmy spółkę od tego właściciela z pomocą partnerów finansowych Capital Partners i Avallon na zasadzie wykupu menedżerskiego lewarowanego zwanego LMBO (Laveraged Managment Buy-Out). W roku 2007, naszego debiutu giełdowego, byłem właścicielem 10% akcji. Udała się restrukturyzacja firmy, pomyślnie zrealizowaliśmy strategię odejścia od budownictwa ogólnego i powrotu firmy do branży metali nieżelaznych. Spółka nie tylko nie zbankrutowała, a wręcz zaczęła odbudowywać swoją pozycję. Dziś Bipropmet jest spółką rentowną, zajmującą ważną pozycję na obszarze całej południowej Polski, będąc w tym regionie bodaj głównym zleceniodawcą usług projektowych. Pracuje dla nas obecnie ok. 50 biur projektowych, od Krakowa przez Katowice, Gliwice, Wrocław aż po Poznań. Dysponujemy najnowocześniejszym sprzętem IT i oprogramowaniem (hardware i software). Zatrudnienie sięga 160 osób, w tym kilkudziesięciu projektantów, w większości przyjętych do pracy w ostatnich latach.*

Kamieniem milowym dotychczasowej historii spółki stało się pozyskanie w 2010 r. inwestora strategicznego, którym stała się KGHM Polska Miedź S.A. – porzez GPW skupiła 66% akcji firmy (pozostały akcjonariat jest rozproszony, nikt nie posiada 5% akcji). Uczyniła to, jak sądzę, z tej przyczyny, że nasze przedsiębiorstwo w przeszłości było projektantem nieomal wszystkich hut metali nieżelaznych (miedzi, aluminium, cynku) w Polsce, w tym należących do lubińskiego koncernu. Wszak Bipromet może się pochwalić naprawdę unikalnymi kompetencjami w tej dziedzinie.

KGHM i inni

Wejście miedziowego giganta, globalnego gracza, obecnego na czterech kontynentach, wywarło znaczący wpływ na sytuację katowickiej spółki. Zdaniem Tadusza Baja zmiana właściciela okazała się kluczowa dla jej przyszłości, Bipromet został „zarzucony” zleceniami, które już są ralizowane, a portfel nowych obejmuje 2–3 letni horyzont. Wcześniej głównymi klientami był **ArcelorMittal** i **US Steel**, dziś jest to KGHM, który należące doń trzy huty i walcownię nie tylko modernizuje, a wręcz rozbudowuje.

– *Bipromet ma dwa rodzaje kompetencji* – mówi prezes. – *Core business to projekty dla przemysłu metali nieżelaznych, a adresatem drugiej specjalności jest branża ochrony środowiska; dla niej budujemy elektrofiltry i filtry workowe. Na tym polu jesteśmy generalnym realizatorem zleceń, „z definicji” samych projektów nie sprzedajemy, chroniąc nasze know-how, słowem jak oferujemy filtry to zawsze w formule „pod klucz”. Ta działalność w niektórych latach jest finansowo dominująca, ale obecnie przeważają zlecenia na opracowanie projektów. Do najważniejszych teraz realizowanych należy projekt pieca zawiesinowego w Hucie Miedzi Głogów I, łączna wartość tej modernizacji sięga 1,7 mld zł. Warto przypomnieć, że dostosowanie technologii Outokumpu do naszych warunków w Hucie Miedzi Głogów II także nie należało do łatwych. Problem leży w specyfice polskiej rudy i dużej zawartości w niej węgla. W kilka miesięcy po podpisaniu umowy na projektowanie ww. pieca zawiesinowego zmieniła się prognoza dotycząca wydobywanej rudy. Trzeba było go przeprojektować łącznie z towarzyszącymi instalacjami tak, by rozwiązać problem przegrzewania się agregatów hutniczych na skutek dużej zawartości węgla w koncentracie. Zmiany, jakich dokonaliśmy wymagały bardzo dużej pracy. Pełnimy rolę generalnego projektanta w ramach dużej inwestycji KGHM – w hucie Głogów I chcemy wykonać „pod klucz” filtry workowe. Kolejne wielkie zadanie czeka nas w Hucie Miedzi Legnica. W KGHM trwa przegląd ofert na budowę huty złomowej, złożonych między innymi przez konsorcja, w których również uczestniczymy (przetarg jest w formule zapro-*

TADEUSZ BAJ – Prezes Zarządu Bipromet S.A. Absolwent Wydziału Mechaniczno-Technologicznego Politechniki Śląskiej (1991 r.). Posiada stopień Executive MBA warszawskiej SGH i tytuł magistra zarządzania kanadyjskiego uniwersytetu UQAM. W latach 1981–1996 związany z Mostostalem Zabrze: pracownik Biura Eksportu (kontrakty na Bliskim Wschodzie), tłumacz języka angielskiego, specjalista ds. ofert, przedstawiciel na rynkach Bliskiego Wschodu. Następnie Członek i Prezes Zarządu w spółkach Mostostalu Zabrze: Budlocum Sp. z o.o. i Zakład Elementów Aluminiowych S.A. W roku 2000 został Dyrektorem Biura Ofert i Marketingu Mostostalu Zabrze Holding S. A., a dwa lata później Dyrektorem Biura Regionalnego Południe spółki ELIN EBG Elektrotechnika z siedzibą w Warszawie. Z firmą Bipromet S.A. związany od 2002 r., najpierw jako Dyrektor ds. Marketingu, a od maja 2003 roku w charakterze Prezesa Zarządu, Dyrektora spółki. W międzyczasie, i do chwili obecnej, Członek i Przewodniczący rad nadzorczych wielu spółek akcyjnych i z ograniczoną odpowiedzialnością. Przewodniczący Rady Izby Gospodarczej Metali Nieżelaznych i Recyklingu, Członek Zarządu Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Metali Nieżelaznych.

jektuj i buduj). Zrobiliśmy dla niej projekt koncepcyjny, liczymy na przyszłe projektowanie, następnie nadzory, chcielibyśmy tam budować „pod klucz" filtry workowe, mielibyśmy do roku 2014 sporo pracy. A wówczas huta złomowa będzie już na etapie projektów wykonawczych. Zakład ma ruszyć w 2017 r.

Bipromet buduje filtry nie tylko dla przemysłu metali nieżelaznych (np. Huta Cynku Miasteczko Śląskie, ZGH Bolesław, Huta Orzeł Biały), ale i cementowego (np. cementownie Strzelce Opolskie, Warta, Górażdże). W przypadku odpylania największym klientem jest ArcelorMittal, który zleca spółce prace za granicą, ostatnio w Algierii, Belgii, Czechach, Słowacji i Rumunii. Bipromet znalazł się na liście dobrych wykonawców światowego koncernu, jest ulokowany w jego systemie w Luksemburgu. Dzięki temu corocznie otrzymuje nowe zlecenia. Dla US Steel z kolei zbudował filtry workowe w koksowni w Koszycach (Słowacja). Także w rodzimych koksowniach w Radlinie i Częstochowie. Jeśli chodzi i elektroenergetykę to aktualnie nie ma zleceń, w tej dekadzie zrealizował trzy elektrofiltry za 36 mln zł dla **Elektrociepłowni Kraków-Łęg**. Liczy na zlecenia tego sektora.

Koniunktura

Polska jest w okowach spowolnienia gospodarczego, czy jak kto woli wręcz kryzysu. Stagnacja, wedle wielu analityków, szybko się nie zakończy. A Bipromet ma się świetnie. Może się pochwalić dodatnim wynikiem gospodarczym. Przychody netto w 2011 r. były bliskie 91 mln zł (w roku poprzednim wyniosły zaledwie niespełna 19 mln). W ub.r. spadły do 58, 5 mln, ale zarówno w tym roku jak i w 2014, zdaniem szefa firmy, znacznie wzrosną (vide portfel zamówień). Spółka się rozwija, słowem można bez przesady powiedzieć, że to czas jej prosperity. Doceniają ją inwestorzy giełdowi, wskazując, że akcje spółki są niedoszacowane. Przy obecnym kursie wskaźnik C/WK wynosi tylko ok. 0,7, więc mimo ograniczonego w ostatnim okresie zainteresowania inwestorów giełdą, ceny akcji Biprometu zaczęły rosnąć.

– W branży metali nieżelaznych nie ma dekoniunktury, sprzedaż jest stabilna, wahania cen są niezbyt duże, ostatnio znaczny spadek dotyczy srebra, w mniejszym stopniu miedzi i cynku – twierdzi prezes Tadeusz Baj. *– Dzięki tej sytuacji nie odczuwamy kryzysu. KGHM wszedł strategicznie w nowe „złoża", jakimi są złomy. Huta Legnica zostanie przekształcona, jak wcześniej mówiłem, w hutę złomową – to duża inwestycja w nowy rynek zwany przez Anglików urban mining (kopalnia w mieście), co oznacza przetop złomu nie tylko powstającego w hucie, ale również elektronicznego (recykling). Jest go coraz więcej. W Polsce skup zużytego sprzętu (komórki, komputery itp.) nie jest, w przeciwieństwie do Zachodu na wysokim poziomie, ale to ulega zmianie. Odzyskuje się z niego nie tylko miedź – także metale szlachetne (złoto, srebro, platyna). Zwłaszcza w trudnych czasach solidność, rzetelność, profesjonalizm jest szczególnie ceniony.*

Tu także można się dopatrywać sukcesu śląskiego przedsiębiorstwa.

– Walczymy by utrzymać wysoką jakość i terminowość usług projektowych. Pamiętamy, że jakość naszej pracy decyduje o nowoczesności i wydajności zakładów przemysłowych – zapewnia Tadeusz Baj.

Kadry

Hasłem jednego z koreańskich gigantów gospodarczych, koncernu LG jest: „*Najważniejsi są ludzie*". Bez wątpienia jest ono bliskie kierownictwu Biprometu.

– Naszą siłą są ludzie, to doskonała kadra; sprzedajemy faktycznie myśl inżynierską, zatem pracownicy stanowią największy kapitał spółki, bez nich nie odnieślibyśmy sukcesu – zauważa Tadeusz Baj. *– Zmieniła się wyraźnie i bardzo korzystnie struktura wiekowa. Mamy wielu młodych i obiecujących pracowników. Oprócz tych, którzy mają uprawnienia projektowe i budowlane mamy szereg osób, które je zdobywają lub są na studiach doktoranckich. Pozyskaliśmy wielu wartościowych fachowców, projektantów z innych sektorów przemysłu m.in. hutnictwa żelaza i stali. Chyba zbytnio nie przesadzę, jeśli powiem, że w Bipromecie zgromadziliśmy czołówkę projektantów przemysłowych. Potrzebni są najlepsi, bo stopień trudności procesów, które u nas się projektuje tego wymaga.*

Prezes Biprometu ma swoją koncepcję doskonalenia kadr. I tak tytułem przykładu, miast wysyłać pracowników na szkolenia (ich poziom bywa niejednokrotnie daleki od doskonałości) i odrywać od miejsca pracy, zatrudnił kilku instruktorów. A zatem pracownicy mają ich w systemie on line, czyli w każdej chwili są dostępni. Ten pomysł spotkał się z aprobatą projektantów, bez wątpienia ułatwia pracę (główne narzędzia firmy AutoDesk, Cad, Mechanical, Inventor są wykorzystywane do dwu- i trzywymiarowego komputerowego wspomagania projektowania). Instruktorzy służą pomocom projektantom, a w wolnych chwilach uczestniczą w edycji projektów (kompletowanie, agregacja).

Bipromet współpracuje z czołowymi uczelniami technicznymi oraz jednostkami naukowo-badawczymi tej części kraju – Politechniką Śląską, Akademia Górniczo-Hutniczą, Instytutem Metali Nieżelaznych.

– Mieliśmy grono absolwentów, którzy byli zainteresowani pracą w firmie, ale nie znali zarówno narzędzi AutoCAD, jak i geometrii wykreślnej (nie potrafią „czytać" rysunku). Cóż to za inżynier, który nie posiadł tych umiejętności? Studenci idą na łatwiznę, geometria wykreślna jest trudna, to się jej nie uczą, wybierają inne przedmioty, w efekcie uczelnie rezygnują z jej wykładania. Oczywiście, jak zawsze są i „rodzynki", słowem do nas trafiają studenci, którym dajemy zlecenia i niejednokrotnie okazują się perspektywicznie dobrymi projektantami. Mamy swój bank kadr – informuje Tadeusz Baj.

To co mówi prezes koresponduje z ogólnopolską dyskusją o szkolnictwie wyższym nad Wisłą. Jak ważna jest edukacja ukierunkowana na rzeczywiste potrzeby rynku pracy, widać na przykładzie Biprometu. Firmy z tradycjami, nowoczesnej, otwartej na świat i ludzi.

AU

Lucjan Nehrebecki – wybitny energetyk polski

Lucjan Nehrebecki urodził się w końcu wieku XIX, w dniu 13 listopada 1900 roku, daleko od Polski, w miejscowości Lepsińsk (obecnie Kazachstan), położonej na stokach Dżungar Alatau. Pierwsze obrazy świata, które zapamiętał na całe życie: dziewicza, ale bardzo surowa dla człowieka przyroda, lasy, ośnieżone wierzchołki gór, wartkie potoki i strumienie górskie. Lucjan do 13 roku życia uczęszczał do szkoły typu wojskowego fundacji księcia Oldenburskiego. Jego ojciec Hieronim pełnił obowiązki wojskowego lekarza w nadgranicznym rosyjskim garnizonie nieopodal granicy z Chinami. Dopiero w 1913 roku z rodzicami (mama Łucja z Nartowskich) przyjechał do Kowna, a później po wybuchu I wojny światowej w 1914 roku cała rodzina została ewakuowana do Białej Cerekwi.

Uczęszczał do tamtejszych gimnazjów, był członkiem tajnego harcerstwa w stopniu drużynowego i wkrótce został członkiem Polskiej Organizacji Wojskowej. Jego przełożonym w POW był **inż. Paweł Nestrypke**, po I wojnie światowej dyrektor przedsiębiorstwa tramwajowych w Zagłębiu Dąbrowskim, a następnie w Poznaniu, a po II wojnie światowej wykładowca Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Właśnie kontakt z inżynierem Nestrypke zaowocował później wyborem przez Lucjana studiów na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Ale najpierw była ochotnicza służba w wojsku polskim w 2. Kowieńskim Pułku Strzelców i udział w stopniu podchorążego w wojnie polsko-sowieckiej w I dywizji Litewsko-Białoruskiej WP dowodzonej przez **gen. Lucjana Żeligowskiego**. Brał udział w walkach z wojskami sowieckim na froncie północnym. W 1920 roku oddelegowany z wojska na kurs przygotowawczy, celem przystąpienia do matury, którą zdał w Wilnie 1920 roku. Zdemobilizowany w 1921 roku – za radą inż. Nestrypke – podejmuje studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Nie były to na pewno studia łatwe, a tym bardziej wymagały od niego wzmożonego wysiłku, bowiem zdawał maturę z zakresu gimnazjum filologicznego. Bezpośrednio po ich ukończeniu w czerwcu 1927 roku podejmuje pracę w energetyce.

Wierny Śląskowi

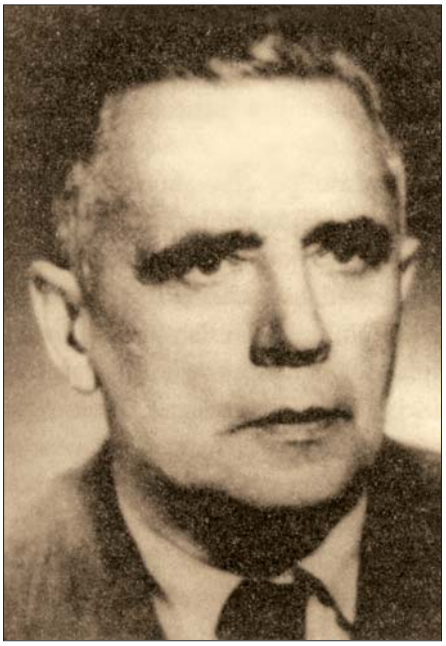
Osiada na Śląsku i temu regionowi od 1927 roku pozostaje wierny przez wiele dziesiątek lat, zaskarbiając sobie ogromny szacunek przełożonych, współpracowników i studentów, zyskując zaszczytne miano organizatora energetyki polskiej na Górnym Śląsku.

Lucjan Nehrebecki jako świeżo dyplomowany inżynier rozpoczyna pracę od stanowiska rewidenta w Oddziale Elektrycznym Stowarzyszenia Dozoru Kotłów Parowych w Katowicach. Była to bardzo odpowiedzialna praca.

Inż. Nehrebeckiemu zlecano ocenę projektów urządzeń elektrycznych w kopalniach, hutach i zakładach przemysłu chemicznego oraz badanie ich stanu technicznego na terenie Górnego Śląska. Duże zaangażowanie w pracę młodego inżyniera dostrzegł **doc. inż. Jan Obrąpalski**, dyrektor naczelny Stowarzyszenia Dozoru Kotłów Parowych (SDKP) w Katowicach. Pomimo różnicy wieku (blisko 20 lat) panowie szybko zaprzyjaźnili się. W 1929 roku inż. Nehrebecki objął stanowisko kierownika wydziału maszynowo-elektrycznego elektrowni kopalni Knurów, zdobywając kolejne doświadczenia zawodowe. Prowadził także rozbudowę elektrowni w kopalni „Foch". W 1931 roku przeniósł się na podobne stanowisko w kopalni Siemianowice, gdzie przyjął także stanowisko kierownika rozbudowywanej w tym czasie elektrowni na szybie „Ficinus". Inż. Nehrebecki założył jedno z pierwszych na Śląsku laboratoriów (przekaźnikowe i licznikowe). W latach 1937–39 pracował w Generalnej Dyrekcji Hut Wspólnoty Interesów Górniczo-Hutniczych w Katowicach na stanowisku kierownika wydziału elektrycznego, gdzie zajmował się całokształtem zagadnień energetycznych w hutach. Opracował m.in. założenia projektowe do obsługi wielkiego pieca w Hucie Kościuszko w Chorzowie. W ten sposób zdobywał wiedzę o kolejnej kluczowej branży przemysłu ciężkiego.

Trudny czas okupacji

Jako porucznik rezerwy – artylerzysta, zostaje zmobilizowany 26 lipca1939 roku i przydzielony do oddziałów dowodzonych przez **gen. Franciszka Kleeberga**. Po kapitulacji armii gen. Kleeberga 6 października 1939 roku dostaje się do niewoli niemieckiej. Zostaje osadzony w tzw. obozie przejściowym („Gefangenenlager Radom"), jaki Niemcy utworzyli w Radomiu będącym wtedy siedzibą dystryktu w Generalnej Guberni. W listopadzie



1939 roku udaje się mu zbiec z obozu. W czasie okupacji przebywa najpierw w Nisku, a potem w Krakowie. Po jakimś czasie poszukiwania pracy w zawodzie udaje się mu zatrudnić jako inżynier-energetyk w Fabryce Sztucznego Jedwabiu w Tomaszowie Mazowieckim. Była tam duża – jak na owe czasy elektrownia zakładowa (4 turbiny – łącznie 16 MW) i inż. Nehrebecki sprawował funkcję szefa wydziału energetycznego fabryki. Ten okres pracy inż. Nehrebeckiego wspominał bardzo ciepło **mgr inż. Zbigniew Makowski**, któremu inż. Lucjan Nehrebecki umożliwił naukę na tajnych kompletach i zdanie matury, a następnie: „*dzięki dużej życzliwości i pomocy właśnie inż. Lucjana Nehrebeckiego w 1943 roku zdałem na Wydział Elektryczny Państwowej Szkoły Technicznej w Warszawie*". Jak wiadomo okupanci zlikwidowali Politechnikę Warszawską, a na jej bazie zezwolili tylko na utworzenie zawodowej szkoły technicznej, ale odbywały się tam – oczywiście w trybie tajnego nauczania – zajęcia na poziomie politechniki.

Znowu Śląsk

W 1945 roku inż. Lucjan Nehrebecki powraca na Śląsk, gdzie włącza się w organizowanie energetyki. Od sprawności elektrowni i stanu sieci elektroenergetycznych zależało tempo rozwoju gospodarczego Górnośląskiego Okręgu Przemysłowego.

W maju 1945 roku został powołany na stanowisko naczelnego dyrektora przedsiębiorstwa „Elektrownie Górnośląskie ELGÓR" w Gliwicach. W skład ELGÓR-u wchodziły elektrownie: Będzin, Chorzów, Łaziska, Zabrze, Szombierki. Przez następne 2 lata był dyrektorem eksploatacji (odpowiednik naczelnego inżyniera) Centralnego Zarządu Energetyki w Warszawie. W tym czasie kierował zespołem opracowującym program pracy i zasady organizacji nowo powstałej służby dyspozytorskiej Głównego Rozrządu Mocy (późniejsza Państwowa Dyspozycja Mocy). Zniszczenia w energetyce spowodowane działaniami wojennymi wymagały bazy pomiarowo-badawczej, której energetyka krajowa nie posiadała. Z inicjatywy Lucjana Nehrebeckiego utworzono w 1950 roku oddział Pomiarów Energetycznych w przedsiębiorstwie Energobudowa. Na jego bazie powstało potem samodzielne – działające do dziś – przedsiębiorstwo Zakład Badań i Pomiarów „Energopomiar" z siedzibą w Gliwicach. „Energopomiar" od początku swego istnienia specjalizował się w pomiarach kontrolnych, awaryjnych i odbiorczych z zakresu energetyki elektrycznej oraz cieplnej w elektrowniach i zakładach sieciowych. W tym zakładzie inż. Nehrebecki był w latach 1952–1956 głównym inżynierem, a następnie przez wiele lat doradcą naukowym.

W 1955 roku prof. Lucjan Nehrebecki został laureatem zespołowej Nagrody Państwowej III stopnia za opracowanie problemu samoczynnego załączania rezerwy (SZR) w elektrowniach.

Od inżyniera do doktora h.c.

Już począwszy od listopada 1946 roku inż. Nehrebecki rozpoczął pracę naukowo-dydaktyczną na Politechnice Śląskiej w Gliwicach, którą kontynuował do 1971 roku, kiedy przeszedł na emeryturę. Początkowo był wykładowcą, od 1952 roku zastępcą profesora i kierownikiem Katedry Urządzeń Elektrycznych, a po reorganizacji Politechniki – kierownikiem Katedry Elektrowni i Gospodarki Energetycznej. W 1955 roku otrzymał nominację na profesora nadzwyczajnego, a w 1961 roku na profesora zwyczajnego. W roku 1983 otrzymał zaszczytny tytuł doktora honoris causa Politechniki Śląskiej.

Pod Jego kierunkiem wdrożono wiele nowatorskich rozwiązań technicznych w krajowej energetyce. Profesor jako jeden z pierwszych podjął zagadnienia systemowej gospodarki energetycznej dotyczącej pracy elektrowni i całego systemu energoelektrycznego, kwestii zcentralizowanego ciepłownictwa, wdrożenia automatyki w układzie potrzeb własnych elektrowni, metod optymalizujących dobór układów napędowych, wyznaczania współczynnika strat w kondensacyjnych elektrowniach blokowych etc.

Przyjaciel młodzieży

Profesor Nehrebecki wychował około 400 magistrów inżynierów, promował 16 doktorów nauk technicznych oraz był opiekunem 6 przewodów habilitacyjnych. Tematy prac magisterskich i doktorskich były ściśle związane z funkcjonowaniem energetyki. Był opiekunem przewodów doktorskich także po formalnym przejściu na emeryturę. Był m.in. promotorem obronionej w 1975 roku pracy doktorskiej **Antoniego Kraweta**: **„Metody dostosowania pracy podstawowych bloków energetycznych z kotłami walczakowymi i międzystopniowym przegrzewaniem pary do pokrywania zmiennej części obciążenia systemu El-en"**.

Jeden z Jego licznych studentów, późniejszy historyk techniki, **inż. Zbigniew Białecki** podkreślał, iż Profesor Lucjan Nehrebecki był „*wielkim przyjacielem młodzieży i to zarówno studiującej, jak i młodych niedoświadczonych jeszcze życiowo inżynierów, a zarazem przykładem prawego człowieka i Polaka, którego każdy z jego uczniów starał się naśladować. Przekazywał studentom nie tylko wiadomości techniczne, ale uczył szacunku i wpajał nawyki dobrej, rzetelnej roboty. Był wymagający nie tylko dla innych, ale i dla siebie. Interesował się losem swoich wychowanków także w czasie ich późniejszej pracy w przemyśle, pomagał im często znaleźć zatrudnienie zgodne z predyspozycjami. Cieszył się wśród nich powszechnym wielkim szacunkiem*". Jest ze wszech miar znamienne, iż Jego pojawienie się na uroczystościach jubileuszowych witane było zawsze przez jego byłych uczniów burzliwą spontaniczną owacją.

Do legendy Politechniki Śląskiej przeszły już egzaminy zdawane u profesora Nehrebeckiego. Profesor był niestrudzony i dopóki czekali jeszcze kolejni studenci, nie przekładał terminu egzaminu na dzień następny, niezależnie od pory, w której odbywał się egzamin. W efekcie nie rzadko egzaminy w katedrze Profesora kończyły się o godzinie drugiej, po północy.

Swą wiedzą i doświadczeniem dzielił się ze środowiskiem inżynierskim w licznych publikacjach. Był autorem ośmiu skryptów uczelnianych, dwunastu książek i ponad czterdziestu artykułów, w tym referatów konferencyjnych m.in. w języku francuskim (Genewa 1962, Wenecja 1963), czy angielskim (Melbourne 1962). Liczniejsze są Jego nie opublikowane prace: referaty, recenzje, ekspertyzy, w sumie około 300 pozycji. Na szczególne wyróżnienie zasługuje jego aktywność przy opracowaniu i zredagowaniu trzech tomów **„Historii Elektryki Polskiej"**, od jej początków aż do 1986 roku. Stanowi ona fundamentalną monografię energetyki krajowej uzupełnioną dodatkowo „Zeszytem historycznym SEP" nr 6 pt: **„Elektroenergetyka – Okręgi Energetyczne"**.

Ceniony ekspert

Poza pracą dydaktyczną prowadził bardzo ożywioną działalność w licznych komitetach, radach naukowych i zespołach. Był dwukrotnie z ramienia Polski ekspertem w Komisji Ekonomicznej ONZ w Genewie, wieloletnim przewodniczącym Rady Naukowej Instytutu Energetyki w Warszawie (w latach 1953–75), członkiem Rad Naukowych Instytutu Energetyki Politechniki Wrocławskiej i Głównego Instytutu Górnictwa, wiceprzewodniczącym Komitetu Energetyki PAN, wiceprzewodniczącym Państwowej Rady ds. Paliw i Energetyki (w latach 1960–72), wiceprzewodniczącym Polskiego Komitetu Światowej Konferencji Energetycznej (WPC), członkiem Państwowej Rady ds. wykorzystania Energii Atomowej, wiceprzewodniczącym Komitetu Energetyki Przemysłowej w Komitecie Nauki i Techniki (w latach 1963–72), członkiem Rady Techniczno-Ekonomicznej Ministerstwa Górnictwa i Energetyki i innych. Jednocześnie prof. L. Nehrebecki był członkiem Komisji Elektryfikacji przy Komitecie Elektrotechniki PAN, a po jej usamodzielnieniu się – Komitetu Elektryfikacji Polski przy Prezydium PAN, gdzie pełnił funkcję sekretarza naukowego w latach 1956–1961. (Prace Komitetu został ogłoszone drukiem w 38 specjalnych zeszytach naukowych).

Społecznik

Na podkreślenie zasługuje również praca prof. Nehrebeckiego w SEP, do którego wstąpił już w 1928 roku w OZW. W 1938 roku brał udział w X Walnym Zgromadzeniu SEP. W 1945 roku uczestniczył w reaktywowaniu oddziału Zagłębia Węglowego SEP w Katowicach. Na I Walnym Zgromadzeniu Oddziału w 1946 roku, został wybrany pierwszym powojennym prezesem OZW. Po przeniesieniu się do Gliwic zorganizował w 1953 roku Oddział Gliwicki SEP i został jego pierwszym prezesem. W uznaniu jego zasług dla SEP i polskiej energetyki XX Walny Zjazd SEP nadał Mu godność Członka Honorowego Stowarzyszenia. Był odznaczony Krzyżem Oficerskim i Kawalerskim OOP, Orderem Sztandar Pracy II klasy i tytułem „Zasłużony Nauczyciel PRL". Prof. Lucjan Nehrebecki zmarł w listopadzie 1990 roku w Warszawie i został pochowany, zgodnie z ostatnią wolą, na Cmentarzu Centralnym w Gliwicach.

Opr. **Anna Bielska, Marek Bielski**

Dr hab. Piotr Tomczyk
Wydział Energetyki i Paliw AGH

Polsko-Amerykański Okrągły Stół Energetyczny

W dniach 24–25. kwietnia odbyło się w Waszyngtonie polsko-amerykańskie spotkanie okrągłego stołu poświecone problemom energetycznym. Spotkanie zostało zorganizowane na zlecenie Ministerstwa Gospodarki przez **Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska** we współpracy z **United States Energy Association** (Stowarzyszenie Energetyczne Stanów Zjednoczonych). Patronat nad spotkaniem, którego obrady toczyły się w Ronald Reagan Building (Budynku im. Ronalda Reagana) oraz International Trade Center (Centrum Handlu Międzynarodowego) w Waszyngtonie, objęło **Ministerstwo Gospodarki RP**. W pierwszym dniu obrad, strony przedstawiły referaty wiodące w zakresie wspólnie wybranych, ważnych dla nich zagadnień dotyczących problematyki energetycznej, był również czas na krótką, wstępną dyskusję na temat prezentowanej problematyki i poglądów. Drugi dzień zarezerwowany został na pogłębioną rozmowę w ścisłym gronie zainteresowanych osób, na nawiązanie i rozszerzenie kontaktów między delegatami instytucji i firm oraz omówienie możliwości współpracy, a także na spotkania indywidualne pomiędzy ekspertami obydwóch stron.

Spotkanie zostało otwarte przez Radcę Handlowego Ambasady Stanów Zjednoczonych w Warszawie, **Williama Czajkowskiego**; następnie zabrał głos **dr Paweł Pietrasieński** Radca-Minister, Kierownik Sekcji Handlowo-Ekonomicznej Ambasady Polskiej w Waszyngtonie oraz **Lauren Dickerson**, Koordynator Programowy United States Energy Association. W późniejszym terminie, ze względów technicznych (opóźnienie lotów) do grona osób otwierających spotkanie dołączyła **Ilona Antoniszyn-Klik**, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki. W swoim referacie przedstawiła ona założenia polskiej polityki energetycznej na najbliższe i dalsze lata oraz omówiła bazę krajowych surowców energetycznych, a także uwarunkowania międzynarodowe i geopolityczne rozwoju sektora energetycznego w Polsce (na tle polityki energetycznej Unii Europejskiej, przy uwzględnieniu energetycznego bezpieczeństwa kraju).

Układając program spotkania przewidziano w nim obrady w sesjach tematycznych – szczególną wagę nadano problemom pozyskiwania gazu ziemnego z pokładów łupków, ze względu na sukcesy strony amerykańskiej w rozwoju tej technologii oraz potencjalne możliwości jej zastosowania w Polsce. Sesja ta odbyła się bezpośrednio po otwarciu spotkania i zostały na nią zaproszone wszystkie osoby biorące w nim udział. Dwie równolegle prowadzone sesje popołudniowe dotyczyły: „niewęglowych" technologii energetycznych (Sesja A: Energetyczne wykorzystanie źródeł odtwarzalnych oraz Sesja B: Energetyka jądrowa) i zmniejszenia emisji pochodzących z sektora energetycznego (Sesja C: Efektywność energetyczna oraz Sesja D: Nowoczesne technologie w sektorze energetycznym opartym na węglu).

Rozwój technologii pozyskiwania gazu ziemnego z pokładów łupków

Sesji tej współprzewodniczyli: ze strony amerykańskiej – **Sally Kornfeld**, Kierownik Zespołu ds. Działań Międzynarodowych w/s Ropy i Gazu (Team Leader, International Oil and Gas Activities), reprezentujący Departament Energii Stanów Zjednoczonych (U.S. DoE), ze strony polskiej – **Marta Wągrodzka**, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych, Ministerstwo Środowiska RP.

Wygłoszono referaty wprowadzające (poniżej przedstawiono ich oryginalne tytuły w języku angielskim oraz w nawiasach tłumaczenie polskie tytułów referatów):

- **Marta Wągrodzka** – Update on Hydrocarbon Law and Projections of Shale Gas Resources (Aktualizacja prawa o paliwach węglowodorowych i przewidywania nt źródeł gazu z łupków);
- **Sally Kornfeld** – Shale Gas Development (Postęp w pozyskiwaniu gazu z łupków);
- **Aloulou Fawzi** (Project Manager, World Shale Oil&Gas Resource Assessment, U.S. DoE) – Global Shale Gas & Tight Oil Development, Status & Outlook (Światowy postęp w pozyskiwaniu gazu z łupków i ropy „zamkniętej". Status i perspektywy);
- **Thomas Murphy** (Co-Director, Penn State Marcellus Center for Outreach and Research) – Environmental Best Practices (Najlepsze rozwiązania podejmowane dla ochrony środowiska).

W referatach tych opisano obecnie stosowane technologie wydobywania gazu z pokładów łupków, ich historyczny rozwój na terenie Stanów Zjednoczonych, rozszerzanie się zasięgu i wzrost wielkości wydobycia, a także wpływ zwiększonego wydobycia na obecną sytuację cenową na rynku surowców energetycznych w USA i na świecie. W nawiązaniu do referatu strony amerykańskiej, strona polska opisała postęp prac na terenie Polski, omówiono również zakres i stan prac nad nowymi regulacjami prawnymi dotyczącymi wydobycia gazu z łupków. Obydwie strony podkreślały konieczność wykonania znaczącej liczby odwiertów jako warunku wiarygodnej prognozy zasobów (ponad 100 odwiertów). Strona amerykańska przedstawiła również, w oparciu o własne doświadczenia, obiektywne aspekty ryzyka ekologicznego występującego w trakcie wydobycia gazu z użyciem technologii szczelinowania. Krótka dyskusja dotyczyła, między innymi, polityki Unii Europejskiej dotyczącej eksploatacji gazu z łupków, w szczególności nacisków organizacji ekologicznych, których celem jest maksymalne ograniczenie zakresu tej eksploatacji.

Energetyczne wykorzystanie źródeł odnawialnych

Sesji tej współprzewodniczyli: ze strony amerykańskiej – **Tricia Williams**, Starszy Koordynator Programu (Senior Program Coordinator), United States Energy Association, ze strony polskiej – **Janusz Pilitowski**, Dyrektor, Departament Energii Odnawialnej, Ministerstwo Gospodarki RP.

Wygłoszono referaty wprowadzające:

- **Janusz Pilitowski** – Update on Poland's Renewable Energy Law and Expectations (Aktualizacja prawa energetycznego dla odnawialnych źródeł energii i prognozy);
- **Marcin Ścigan** (Departament Energii Odnawialnej, Ministerstwo Gospodarki) – Current Status of Renowable Power Generation in Poland (Bieżący status wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce);
- **Joe Condo** (Senior Vice President and General Counsel, Invenergy LLC) – Technology Updates. Wind Power (Aktualności technologiczne: energetyka wiatrowa);
- **Walt Childs** (Integro Earth Fuels, Inc.) – Technology Updates. Biomass Power Generation & Co-firing (Aktualności technologiczne. Energetyczne wykorzystanie biomasy i współspalanie).

Pracownicy Departamentu Energii Odnawialnej Ministerstwa Gospodarki RP przedstawili założenia polityki energetycznej rządu, której celem jest rozwój energetyki odnawialnej w Polsce oraz prognozy wzrostu udziału energii pozyskiwanej ze ZRE w ogólnym bilansie energetycznym kraju. Ze strony amerykańskiej, osiągnięcia w zakresie dwóch technologii wykorzystujących źródła energii odnawialnej: wiatru oraz biomasy (również w obszarze współspalania z węglem) przedstawione zostały przez przedstawicieli wiodących firm amerykańskich: Invenergy i Integro, Earth Fuels.

Energetyka jądrowa

Sesji tej współprzewodniczyli: ze strony amerykańskiej – **Brent Hartley**, Zastępca Sekretarza Generalnego ds. Spraw Europejskich i Euroazjatyckich (Deputy Assistant Secretary for European and Eurasian Affairs), z Departamentu Stanu Stanów Zjednoczonych, ze strony polskiej – **Zbigniew Kubacki**, Dyrektor, Departament Energetyki Jądrowej, Ministerstwo Gospodarki RP.

Wygłoszono referaty wprowadzające:

- **Zbigniew Kubacki** – Poland's Progress in Commercial Nuclear Power Development (Postęp w zakresie rozwoju zawodowej energetyki jądrowej w Polsce);
- **Adam Janczak** (Z-ca Dyrektora Biura ds. Spraw Nadzoru, PGE EJ S.A.) – The first NPP's Project in Poland – State of Play (Pierwszy projekt elektrowni jądrowej w Polsce – stan bieżący);
- **Grzegorz Wrochna** (Dyrektor, Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku) – National Center for Nuclear Research in Poland (Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku);
- **Ed McGinnis** (Deputy Assistant Secretary, International Nuclear Energy Policy and Cooperation, U.S. DoE), **Nader Mamish**, (Director, Office of International Programs, U.S. Nuclear Regulatory Commission), **Steven Mayo** (Business Development Specialist and Senior Loan Officer, Export-Import Bank) – U.S. International Nuclear Cooperation (Międzynarodowa Współpraca Jądrowa Stanów Zjednoczonych).

Polska, jako jeden z nielicznych krajów europejskich, nie posiada energetyki jądrowej, mimo że w jej najbliższym otoczeniu działa 23 bloki jądrowe, 6 jest w budowie a budowa dalszych 9-ciu jest planowana. Polska podejmuje intensywne działania aby w najbliższym czasie przystąpić do budowy elektrowni jądrowej, tak aby była ona zakończona w roku 2023 lub 2024. Przedstawiono szczegółowy plan prac, w wyniku których ten cel zostanie osiągnięty w planowanym okresie, obejmuje on działania administracyjne, prawne, techniczne i szkoleniowe. Przedstawiono również zaplecze naukowo-badawcze Polski w zakresie fizyki jądrowej. Strona amerykańska zadeklarowała chęć współpracy z Polską w rozwijaniu cywilnej energetyki jądrowej, wskazując na jej istotne zalety a także na łączące obydwa kraje wspólne cele, potrzeby i wyzwania. Amerykanie omówili również warunki jakie Polska musi spełnić zgodnie z wymogami U.S. Nuclear Regulatory Commission aby uzyskać dostęp do technologii jądrowych.

Efektywność energetyczna

Sesji tej współprzewodniczyli: ze strony amerykańskiej – **Albert Doub**, Zastępca Kierownika Programu (Deputy Program Manager), United States Energy Association, ze strony polskiej – **Tomasz Dąbrowski**, Dyrektor, Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki RP.

Wygłoszono referaty wprowadzające:

- **Tomasz Dąbrowski** – Implementing the European Union Directive on Energy Efficiency – Polish Government Perspective (Wprowadzanie dyrektywy Unii Europejskiej o efektywności energetycznej – perspektywa polskiego rządu);
- **Marcin Jamiołkowski** (Koordynator Projektów, Departament Przedsięwzięć Przemysłowych, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) – Financing Energy Efficiency in Poland (Finansowanie efektywności energetycznej w Polsce);
- **Leszek Gladek** (BonEffice LLC) – Unit Efficiency and Management Problems (Efektywność bloku i problemy zarządzania);
- **Marek Samotyj** (Electric Power Research Institute) – Transmission System/smart Grid Improvements (System przekazu/udoskonalania inteligentnych sieci energetycznych) – Smart Grid Demonstrations Show Energy Efficiency Potential (Projekty demonstracyjne sieci inteligentnych wskazują, że tą drogą można poprawić efektywność energetyczną);
- **Chris King** (eMeter Siemens Business) – Status of Poland Smart Grid Development (Status rozwoju polskich inteligentnych sieci energetycznych), Smart metering and Poland. What, why, when (Inteligetny pomiar zużycia i Polska. Co, dlaczego i kiedy);
- **Omar Siddiqui** (Director of Energy Efficiency, Electric Power Research Institute) – Energy Utilization (Użytkowanie energii).

Zgodnie z dyrektywą UE o efektywności energetycznej, Polska stoi przed koniecznością wprowadzenia nowych rozwiązań technologicznych i regulacji administracyjnych, które mają doprowadzić do obniżenia krajowego zużycia energii o 20% do 2020 roku. Rząd Polski podjął następujące działania, które zmierzają do oszczędzania energii: poprawa izolacji termicznej, termomodernizacja budynków, modernizacja wyposażenie przemysłowego i w gospodarstwach domowych, oświetlenia, systemów ogrzewania, odzysk energii w procesach przemysłowych oraz redukcja strat w sieciach i na liniach przesyłowych. Działania te wspierają programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej: „Sowa", „Gazela", „Lemur" i „Gekon". Działania na korzyść efektywności energetycznej obejmują też kroki zmierzające do poprawy efektywności jej wytwarzania w elektrowniach cieplnych – wprowadzenie takich procedur jest możliwe dzięki odpowiednim systemom pomiarowo-informatycznym, uwarunkowania w tym obszarze przedstawione zostały przez firmę BonEffice. Strona amerykańska omówiła zagadnienia sieci inteligentnych (smart grids), ich rozwój, korzyści i efekty ich zastosowania. Przedstawiono również osiągnięcia EPRI w zakresie efektywnego wykorzystania energii.

Nowoczesne technologie w sektorze energetycznym opartym na węglu

Sesji tej współprzewodniczyli: ze strony amerykańskiej – **Mark Ackiewicz**, Dział Badań CCS, Biuro Energii z Paliw Kopalnych (Division of CCS Research, Office of Fossil Energy), U.S. DoE, ze strony polskiej – **Piotr Kisiel**, Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki RP.

- **Piotr Kisiel** – Status of Coal-Fired Power Plants in Poland (Status elektrowni węglowych wPolsce);
- **Jarosław Zuwała** (Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze) – Clean Coal Technology – R&D Program (Technologie „czystego węgla" – program badawczo-rozwojowy);
- **Konrad Świrski** (President, Transition Technologies) – Polish-American Cooperation in the Field of Modern Coal-Fired Boilers Optimization Techniques (Artificial Immune Systems), (Polsko-amerykańska współpraca w obszarze nowoczesnych technik optymalizacji pracy kotłów węglowych (sztuczny układ immunologiczny);
- **Phil Rader** (Business Sales Manager, Environmental Control Systems, Alstom Power) – U.S. Technology Update. Innovation in Environmental Control for Coal Plants,
- **Mark Ackiewicz** – Technology Update. Carbon Capture, Utilization and Storage Research.

Sektor energetyczny w Polsce oparty jest głównie na węglu kamiennym i brunatnym, niestety wyposażenie elektrowni jest w znacznym stopniu przestarzałe, w 40–50% składa się z urządzeń liczących 30 i więcej lat – wynika stąd konieczność szybkiej modernizacji tego sektora. Jedną z wiodących instytucji, pracujących na rzecz modernizacji energetyki w Polsce, prowadzącą badania w zakresie przetwórstwa węgla, sekwestracji CO_2 oraz nowoczesnych technologii energetycznych jest Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu. Instytut ten nawiązał już owocną współpracę z ośrodkami w Stanach Zjednoczonych. Innym przykładem polsko-amerykańskiej współpracy w zakresie technologii węglowych jest wspólny projekt Transition Technology i Emerson Process Management. W projekcie wykorzystywane są zasady działania sytemu odpornościowego, w oparciu o ten model możliwa jest optymalizacja procesów przemysłowych, w tym procesów wykorzystywanych w sektorze energetycznym (SILO II). Strona amerykańska przedstawiła program badań i wdrożeń obejmujący problemy separacji dwutlenku węgla, jego utylizacji i magazynowanie (CCUS: Carbon Capture, Utylization and Storage) – projekty obecnie realizowane w Stanach Zjednoczonych, w tym ukierunkowane na dodatkowe wydobycie ropy i gazu (EOR) oraz przedstawiła cele jakie powinny zostać osiągnięte w tym obszarze w określonej perspektywie czasowej. Firma Alstom przedstawiła swoje najnowsze osiągnięcia w zakresie technologii energetycznych i ochrony środowiska przed skutkami działania sektora energetycznego.

Przeźrocza przedstawione podczas większości wymienionych wyżej prezentacji dostępne są na stronie internetowej United States Energy Association: http://www.usea.org/event/us-poland-energy-roundtable oraz Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska www.igeos.pl.

Po zakończeniu pierwszego dnia spotkania, jego uczestnicy zostali zaproszeni na bankiet do Ambasady Polskiej w Waszyngtonie, gdzie, po krótkim podsumowaniu pierwszego dnia obrad, kontynuowano, już w sposób mniej formalny, dyskusję istotnych dla obydwóch stron problemów i uściślano tematy i terminy spotkań w następnym dniu pobytu delegacji polskiej.

Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w drugim półroczu 2013 r.

L.p.	Termin	Nazwa imprezy	Miejsce	Organizator
1.	wrzesień	Seminarium – zmiany w ustawie o zamówieniach publicznych	Warszawa	IGEiOŚ
2.	wrzesień	Plany inwestycyjne i rozwojowe Tauronu – Jaworzno	Jaworzno	IGEiOŚ, Tauron Polska Energia
3.	wrzesień	Targi Energetab	Bielsko-Biała	IGEiOŚ i ZIAD
4.	październik	Budowa bloku w Elektrowni Kozienice	Kozienice	IGEiOŚ, Hitachi
5.	październik	Efektywność energetyczna	Warszawa	IGEiOŚ
6	październik–luty	Szkolenie „Energetyka – podstawy wiedzy”	Gliwice	IGEiOŚ
7.	7–10 październik	Targi Poleko w Poznaniu	Poznań	IGEiOŚ i MTP
8.	październik	Szkolenie „Podstawy wiedzy prawniczej w energetyce”	Warszawa	IGEiOŚ
9.	listopad	Seminarium dla dyspozytorów mocy	Zakopane lub Bielsko Biała	IGEiOŚ
10.	21–22 listopad	Energetyka przygraniczna Polski i Niemiec	Sulechów	IGEiOŚ, LTnREE, E.On
11.	12 grudzień	Spotkanie integracyjne wigilijno-noworoczne	Warszawa – Hotel Radisson Blu Sobieski	IGEiOŚ

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska zastrzega sobie możliwość zmian i uzupełnień w kalendarzu imprez.

XXI Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Izby

XXI Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze **Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska**, zwołane zostało na mocy uchwały Zarządu na dzień 12 czerwca 2013 roku, o godz. 13.00.

Miejscem Walnego Zgromadzenia będzie sala konferencyjna „Wilanów”, w Hotelu Radisson Blu Sobieski, Plac Zawiszy 1 w Warszawie. W przypadku braku kworum ustalony został II termin Walnego Zgromadzenia na dzień 12 czerwca 2013 roku o godz. 13.15.

Niżej proponowany porządek dzienny Walnego Zgromadzenia. Pozostałe materiały są dostępne na stronie internetowej www.igeos.pl

PROPONOWANY PORZĄDEK OBRAD XXI WALNEGO ZGROMADZENIA

1. Otwarcie obrad i powitanie gości.
2. Uchwalenie porządku dziennego.
3. Wybór przewodniczącego, sekretarza i 2. członków Prezydium Walnego Zgromadzenia, Komisji Mandatowo-Wyborczej, Skrutacyjnej i Uchwał i Wniosków.
4. Wystąpienie Przewodniczącego Komisji Mandatowo-Wyborczej w sprawie frekwencji i kworum.
5. Wystąpienia zaproszonych gości.
6. Sprawozdanie Zarządu z działalności Izby w roku 2012.
7. Sprawozdanie finansowe za rok 2012.
8. Sprawozdanie Komisji Rewizyjnej za rok 2012.
9. Sprawozdanie Sądu Koleżeńskiego za rok 2012.
10. Projekt nowego Regulaminu Walnego Zgromadzenia i Regulaminu Zarządu IGEiOŚ.
11. Dyskusja nad sprawozdaniami.
12. Głosowanie w sprawie udzielenia absolutorium za rok 2012 ustępującym władzom.
13. Wybór Prezesa IGEiOŚ.
14. Wybory członków Zarządu, Komisji Rewizyjnej i Sądu Koleżeńskiego.
15. Wystąpienie Komisji Uchwał i Wniosków i przyjęcie uchwał.
16. Ogłoszenie wyników wyborów.
17. Ukonstytuowanie się władz.
18. Wolne wnioski.
19. Zakończenie obrad.

Po zakończeniu Walnego Zgromadzenia, około godz. 15.30, odbędzie się spotkanie integracyjne członków i sympatyków Izby.

EXPOPOWER 2013

W dniach 14–16 maja br. odbyły sie w Poznaniu **Międzynarodowe Targi Energetyki EXPOPOWER**. Była to już siódma edycja tych targów, których **Izba Gospodarcza Eneretyki i Ochrony Środowiska** była współzałożycielem. Izba podobnie, jak podczas poprzednich edycji targów i na tegorocznych wystąpiła ze swoim stoiskiem, w którym wystawiał się także **Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. z Wrocławia**. Stoisko Izby, podobnie jak w poprzednich latach, było miejscem wielu spotkań biznesowych, ale również i integracyjnych.

Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 858 MW w Bełchatowie

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska przy współpracy partnerskiej z firmą **Alstom Power**, zorganizowała konferencję nt. **„Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 858 MW w Bełchatowie”**, która odbyła się w Hotelu Wodnik w Słoku k/Bełchatowa, w dniach 14–15 maja 2013 r.

Przedstawiciele dyrekcji Elektrowni Bełchatów i inżynierowie Alstom Power realizujący budowę bloku 858 MW omówili organizację i przebieg budowy oraz doświadczenia z jego dotychczasowej eksploatacji. Wystąpili też przedstawiciele **Energoprojektu Warszawa**, inwestora zastępczego **Elbis** oraz **Energopomiaru Gliwice**.

Konferencji towarzyszyło zwiedzanie bloku 858 MW w Bełchatowie, pod przewodnictwem inżynierów z Elektrowni Bełchatów i firmy Alstom Power.

PROGRAM KONFERENCJI

- **„Ocena i doświadczenia z dotychczasowej eksploatacji bloku”** – **Robert Młynarski**, Gł. Inż. ds. Wytwarzania Energii PGE GiEK SA Elektrownia Bełchatów.
- **„Organizacja i przebieg budowy bloku 858 MW – charakterystyka kontraktu – historia zakres terminy itp.”** – **Andrzej Twardowski**, Alstom Power.
- **„Kocioł”** – **Bogusław Piekarski, Andrzej Młotkowski**, Alstom Power.
- **„Automatyka i część elektryczna”** – **Tomasz Chmiel, Krzysztof Gołąbek**, Alstom Power.
- **„Usługi doradczo-projektowe Energoprojektu-Warszawa na rzecz Inwestora od wstępnych studiów do podpisania kontraktu z konsorcjum firm Alstom”** – **Andrzej Patrycy**, Prezes Zarządu, Energoprojekt Warszawa S.A.
- **„Rola inwestora zastępczego”** – **Edward Czarzasty**, Wiceprezes Zarządu, ELBIS Sp. z o.o.
- **„Pomiary gwarancyjne bloku i ocena”** – **Adam Smolik**, Prezes Zarządu, Energopomiar Sp z o.o.
- Zwiedzanie bloku.

Materiały na stronie internetowej Izby **www.igeos.pl**.

Nowi członkowie Izby

Podczas posiedzenia Zarządu Izby, które odbyło się w dniu 28 marca br., w Katowicach, w poczet członków Izby przyjęte zostały jednogłośnie następujące firmy:

- **Mostostal Puławy S.A.**,
- **Zakład Konstrukcji Stalowych Lubstal** – oddział Spółki Carbo Holding Sp. z o.o., Zielona Góra,.
- **Uniserv – Piecbud Sp. z o.o.**, Katowice.

Równocześnie Zarząd podjął jednomyślną decyzję o skreśleniu z listy członków Izby czterech członków, którzy od 3–4 lat zalegają z płatnością składek członkowskich:

- **Bovis Lend Lease Sp. z o.o.**,
- **IDS Sheer Polska Sp. z o.o.**,
- **TERMOIZOLACJA ENTER-EKO Sp. z o.o.**,
- **TRANS-ENERGO S.A.**

Plany rozwojowe i inwestycyjne Elektrociepłowni Łódź i Poznań S.A.

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska zorganizowała konferencję nt. **„Plany rozwojowe i inwestycyjne elektrociepłowni Łódź i Poznań S.A.”**, która odbyła się w siedzibie Dalkii ŁÓDŹ, 18 kwietnia 2013 r.

Konferencja stworzyła możliwość zapoznania się z planami inwestycyjnymi i rozwojowymi oraz z programem modernizacji polskich elektrociepłowni należących do koncernu Dalkia: Łódź i Poznań.

Referentami poszczególnych tematów byli najbardziej kompetentni przedstawiciele szczebla kierowniczego tych firm.

PROGRAM KONFERENCJI

- **„Zmiany w prawie energetycznym w odniesieniu do rynku ciepła”, „Sprawa certyfikatów żółtych i czerwonych”** – **Tomasz Dąbrowski** – Dyrektor Departamentu Energetyki, Ministerstwo Gospodarki.
- **„Plany rozwojowe i inwestycyjne Grupy Dalkia”, „Wdrażanie dyrektywy IED w elektrociepłowniach – na przykładzie Łodzi i Poznania”** – **Frederic Faroche**, Członek Zarządu Dalkia Polska, **Paweł Borowski**, Dyr. ds. Inwestycji i Remontów Dalkia Łódź, **Mariusz Wrona**, Gł. Specjalista ds. Techniki Dalkia Poznań ZEC.
- **„Spalanie biomasy w elektrociepłowniach w Łodzi i Poznaniu”** – **Jacek Chmielecki**, Gł. Inż. EC4 Dalkia Łódź, **Paweł Woźniak**, Gł. Specjalista ds. Planowania i Ekonomiki Produkcji Dalkia Poznań ZEC.
- **„Korzyści powiązania wytwarzania ciepła z dystrybucją w Dalkii Łódź”** – **Wiesław Adamski**, Dyr. ds. Sieci Ciepłowniczej Dalkia Łódź.

Materiały na stronie internetowej Izby **www.igeos.pl**.

Polskie Inwestycje Rozwojowe S.A.

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, we współpracy z **Ministerstwem Skarbu Państwa**, zorganizowała konferencję poświęconą nowo powołanej Spółce **Polskie Inwestycje Rozwojowe S. A.**, która wspiera strategiczny program rządu **Inwestycje Polskie**.

Konferencja odbyła się 5 marca br. w Warszawie, w gmachu głównym Ministerstwa Skarbu Państwa, przy ul. Kruczej 36/Wspólna 6.

Podczas konferencji wystąpił Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa **Paweł Tamborski**, który zaprezentował strukturę i cele nowej Spółki oraz program jej działania.

Została również omówiona rola Banku Gospodarstwa Krajowego w finansowaniu inwestycji oraz potrzeby i problemy inwestycyjne. Wystąpienia skierowane były do firm z branży energetycznej i gazowniczej.

Wystąpienia te stworzyły niepowtarzalną okazję do poznania z pierwszej ręki informacji na temat działania Spółki. Po wystąpieniach był czas na zadawanie pytań oraz dyskusję.

Energetyka na świecie

WARSZTATY KOMISJI EUROPEJSKIEJ POŚWIĘCONE WEWNĘTRZNEMU RYNKOWI ENERGII

Przyszłość wewnętrznego rynku energii UE była głównym przedmiotem rozmów podczas warsztatów zorganizowanych przez Komisję Europejską. Celem było zebranie wniosków dotyczących Komunikatu KE w sprawie wewnętrznego rynku energii, opublikowanego w listopadzie 2012 roku.

W powitalnym przemówieniu Komisarz UE ds. Energii, Günther Oettinger, wyszczególnił działania jakie podejmuje Komisja, aby rozwijać wewnętrzny rynek energii. Komisarz wskazywał na próby wyeliminowania regulowanych cen energii, które są stosowane w 22 państwach UE, usprawnianie procedur związanych z budową połączeń międzysystemowych oraz prace nad strategią dla przemysłu energetycznego w perspektywie roku 2030. W roku 2013 Komisja zamierza zająć się rynkami mocy, m.in. w kontekście potrzeby zapewnienia mocy rezerwowych wynikających z rosnącej generacji ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie pan Komisarz ostrzegł przed możliwą fragmentacją rynków, wynikającą z rozwiązań przyjmowanych na poziomie poszczególnych państw.

Podczas sesji poświęconej zmianom w systemach elektroenergetycznych podkreślano, że mimo tego, iż odnawialne źródła energii oddziałują na pracę systemów elektroenergetycznych, polityka energetyczna UE wciąż pozostaje niedostosowana. Poszczególne państwa muszą przestać działać lokalnie. Potrzebna jest lepsza koordynacja zasad wspierania rozwoju zielonych źródeł energii, rynków mocy oraz inwestycji infrastrukturalnych na szczeblu UE, tak aby możliwa była budowa rzeczywistego wewnętrznego rynku energii.

Przedstawiciele przemysłu wskazywali na obawy związane z zaburzeniami rynku, skutkującymi niskim poziomem cen i nadmiernymi kosztami ograniczania emisji CO_2. W odniesieniu do inwestycji infrastrukturalnych, podnoszono fakt, że z rynku nie płyną jasne sygnały dotyczące długookresowych inwestycji. Jako możliwe powody podawano brak ujednoliconych regulacji dotyczących odnawialnych źródeł energii oraz nastawienie na bilansowanie rynków na poziomie poszczególnych krajów.

Ostatnia sesja warsztatów poświęcona została roli odbiorców w funkcjonowaniu rynków energii w przyszłości. Podkreślano brak wiedzy konsumentów na temat tego, jak mogą odnosić korzyści z rynku.

Źródło – Eurelectric, Daily News 12.04.2013

ENTSO-E – POTRZEBNE 38 GW NOWYCH MOCY PRODUKCYJNYCH DO ROKU 2020

Wystarczalność produkcji energii elektrycznej w Europie do 2020 roku będzie utrzymana jedynie pod warunkiem, że – niezależnie od już potwierdzonych inwestycji – zbudowanych zostanie dodatkowo 38 GW nowych mocy wytwórczych. Takie są wyniki ostatnich prognoz Europejskiego Stowarzyszenia Operatorów Systemów Przesyłowych (ENTSO-E), opublikowane w dokumencie „Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013". Większa produkcja energii ze źródeł odnawialnych czy też nieprzewidziane zamknięcia elektrowni cieplnych mogłyby dodatkowo zwiększyć zapotrzebowanie na nowe inwestycje.

Wspomniana wyżej publikacja służy europejskim operatorom systemów przesyłowych (OSP) do opracowania ich własnych planów rozwoju sieci na następną dekadę oraz do oceny wystarczalności generacji względem zapotrzebowania do roku 2020. Prognoza obejmuje trzy scenariusze: pierwszy, nazwany „EU2020", zgodny jest z planami działań w zakresie odnawialnych źródeł energii i celami EU do roku 2020; scenariusz „Best Estimate" bazuje na najlepszych oszacowaniach OSP, natomiast „Konserwatywny", zbudowany został na podstawie „Best Estimate", ale uwzględnia tylko te inwestycje w rozwój mocy wytwórczych, które oceniane są jako pewne.

Scenariusz „Best Estimate" przewiduje średni roczny wzrost poboru energii na poziomie 1% w latach 2013–2020 oraz przyrost mocy źródeł odnawialnych o 50% w okresie 7 lat. Moce wytwórcze wykorzystujące paliwa kopalne postaną na poziomie niezmienionym do roku 2015, a w 2016 roku ulegną zmniejszeniu o 1%. Scenariusz zakłada wzrost mocy zainstalowanej netto. Aby możliwe było utrzymanie niezawodności dostaw na obecnym poziomie, potrzebna będzie budowa dodatkowych 38 GW mocy zainstalowanych. Operatorzy systemów przesyłowych spodziewają się decyzji o nowych inwestycjach na bieżąco i w związku z tym nie przewidują trudności w przyszłym bilansowaniu zapotrzebowania i podaży energii elektrycznej, mimo że spodziewane są zamknięcia elektrowni jądrowych w Niemczech, Szwajcarii i Belgii.

Źródło – Eurelectric, Daily News 9.04.2013

FORUM MADRYCKIE OMAWIA POSTĘPY NA WEWNĘTRZNYM RYNKU GAZU I PRZYSZŁĄ ROLĘ GAZU

W dniach 17–18 kwietnia b.r. odbyła się 23. sesja Forum Madryckiego, poświęcona wyzwaniom związanym z tworzeniem wewnętrznego europejskiego rynku energii. Uczestnicy spotkania dyskutowali m.in. nad instrukcjami sieciowymi dotyczącymi mechanizmów alokacji mocy i bilansowania, a także ramowymi wytycznymi w sprawie taryf. Ważnym tematem były ponadto kwestie dotyczące mocy przyrostowych, dla których Stowarzyszenie Krajowych Regulatorów Energii (CEER) opracowuje właśnie ramową strategię.

Dyskusja poświęcona roli gazu w przyszłości okazała się być bardzo ożywiona. Przedstawiciele Komisji Europejskiej przyznali, iż gaz odgrywać będzie istotną rolę w miksie energetycznym UE, chociaż prawdopodobnie nie we wszystkich krajach. Przyznali oni również, że potrzebne są spójne podejście i jednoznaczne sygnały co do strategii w długim okresie. Obecne dane z rynku nie są dobre. Zaradzić ma temu budowa dobrze funkcjonującego wewnętrznego rynku gazu, który pozwoli uzyskać

konkurencyjne ceny. Przemysł powinien rozwijać nowe narzędzia marketingowe, odpowiadające zmieniającym się warunkom, poprawiać swą konkurencyjność i znajdować nowych klientów.

Źródło – Eurelectric, Daily News 24.04.2013

KONSULTACJE W SPRAWIE STRATEGII PRZECHWYTYWANIA I SKŁADOWANIA CO_2

W związku z narastającymi problemami z uruchomieniem programu demonstracyjnego technologii wychwytywania i przechowywania CO_2 (CCS), 27 marca tego roku Komisja Europejska opublikowała długo wyczekiwany komunikat poświęcony przyszłości CCS w Europie.

Komunikat jest częścią pakietu dokumentów, w skład którego wchodzi projekt polityki klimatycznej i energetycznej do roku 2030 oraz raport z postępów w rozwoju energetyki odnawialnej.

Mimo ogólnej zgody, że CCS jest kluczowym narzędziem, które może pomóc Europie zwalczyć zmiany klimatu i zapewnić bezpieczne zaopatrzenie w energię, stan faktyczny nie jest zadowalający. Chodzi głównie o finansowanie i kwestie regulacyjne. Jak dotąd żaden z projektów demonstracyjnych nie otrzymał pozytywnej decyzji inwestycyjnej; państwa członkowskie nie chcą lub nie potrafią zaangażować funduszy i dzielić ryzyka z przemysłem. Nadzieje związane z technologiami CCS wyczerpują się.

Komisja Europejska upatruje porażki projektów demonstracyjnych w niskich cenach uprawnień do emisji CO_2. Przy poziomie cen dużo poniżej 40 EUR za tonę CO_2, gdy brak legalnych ograniczeń czy bodźców, inwestycje w CCS pozostają ekonomicznie nieuzasadnione. Wydaje się, że Komisja podziela poglądy przedstawicieli przemysłu, że stosowanie CCS musi się opłacać, przyznając że zrealizowane z powodzeniem komercyjne projekty demonstracyjne dowiodłyby, że technologie te mogą być efektywnym pod względem kosztów środkiem do ograniczania emisji gazów cieplarnianych.

Komisja próbuje obecnie zebrać opinie interesariuszy m.in. na temat przewidywanych zmian w miksie energii w krajach członkowskich oraz potrzeb w zakresie krajowych planów działań dla CCS, wpływu wzmocnienia Europejskiego Systemu Obrotu Emisjami (ETS) na opłacalność inwestowania w CCS, możliwości wprowadzenia dodatkowych narzędzi regulacyjnych i mechanizmów bodźcowych, a także przełamania negatywnego nastawienia opinii publicznej do składowania CO_2.

Źródło – Eurelectric, Daily News 05.04.2013

PRZYGOTOWANIA DO KONFERENCJI KLIMATYCZNEJ 2015

W następstwie komunikatu Komisji Europejskiej dotyczącego strategii w zakresie międzynarodowych zmian klimatu do 2020 roku, 17 kwietnia b.r. Komisja zorganizowała konferencję w tej sprawie. Komisarz UE ds. Działań Klimatycznych, Connie Hedegaard, wskazywała, że problemem jest rosnący rozdźwięk pomiędzy politycznymi zobowiązaniami a końcowymi uzgodnieniami. Wypracowanie porozumienia potrzebne jest przed konferencją klimatyczną w roku 2015.

We wprowadzeniu do dyskusji przywołano fakty naukowe, wyjaśniając, że na świecie rośnie emisja gazów cieplarnianych oraz ma miejsce wzrost temperatury. Odniesiono się do argumentów podnoszonych przez sceptyków, takich jak spowolnienie efektów zmian klimatycznych, oraz możliwości przyjęcia 2°C jako celu w zakresie ograniczenia wzrostu przeciętnej globalnej temperatury. Z ostatnich wyliczeń poczynionych z uwzględnieniem kosztów adaptacji i ograniczania zmian klimatycznych wynika, iż 2°C byłyby osiągalne przy poziomie nakładów wynoszących 1% PKB począwszy od roku 2020. Jakakolwiek zwłoka wpłynie znacząco na wzrost kosztów.

W ocenie pani Komisarz Hedegaard, Europa powinna dążyć do uzyskania wiarygodnego porozumienia w kwestiach klimatu. Uzgodnienia winny być wiążące, tak aby zapewnić ich skuteczną implementację. Istotne jest żeby uzgodnienia były transparentne i obejmowały wszystkie ważniejsze kraje, niezależnie od tego, że znaczenie każdego z nich może być inne. Chodzi głównie o duże uprzemysłowione państwa, takie jak USA i Chiny. Europa nie zamierz ulegać naciskom krajów rozwijających się, które odwołują się do jej historycznej odpowiedzialności za zmiany klimatyczne. Stanowisko pani Komisarz jest takie, że rozpatrywać należy obecny wzrost gospodarczy i żadne z państw nie jest wolne od odpowiedzialności za klimat.

Źródło – Eurelectric, Daily News 19.04.2013

NOWE PROPOZYCJE DLA SZEROKIEGO PASMA

26 marca b. r. Komisja Europejska zaproponowała wprowadzenie nowego rozporządzenia z intencją obniżenia o 30% kosztów rozwoju szybkiego internetu. Celem nowego uregulowania ma być redukcja kosztów i zwiększenie efektywności upowszechniania szerokiego pasma poprzez wykorzystanie już istniejących najlepszych praktyk w UE. Ma to poprawić warunki do tworzenia i funkcjonowania wewnętrznego rynku. Żeby wykorzystać efekt synergii pomiędzy różnymi sieciami, rozporządzenie dotyczy nie tylko dostawców usług telekomunikacyjnych, ale również właścicieli fizycznej infrastruktury, włączając w to operatorów elektroenergetycznych sieci rozdzielczych.

Proponowane zasady mają spowodować zmniejszenie kosztów inwestycyjnych, co zwiększy konkurencję na rynku dostawców. Nowi oferenci będą mogli świadczyć usługi z użyciem już istniejących urządzeń, co zapowiedziała pani Komisarz UE ds. agendy cyfrowej, Neelie Kroes. Wystąpienie pani Komisarz miało miejsce podczas przeglądu „Cyfrowego Planu dla Europy", który ma zapewnić wzrost gospodarczy i zatrudnienie w oparciu o szybkie sieci komunikacyjne. Realizacja Planu wymaga jeszcze wielu wysiłków; jego ambitne cele obejmują: pasmo podstawowe dla wszystkich Europejczyków do 2013 roku, natomiast do roku 2020 dostęp dla wszystkich obywateli i biznesu do Internetu o prędkości co najmniej 30 Mb/s oraz minimum 50% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci o prędkości powyżej 100 Mb/s.

Szacuje się, że 80% kosztów upowszechniania szybkich sieci stanowią koszty robót związanych z układaniem sieci. Koszty te mają ulec redukcji dzięki temu, że Komisja zezwoli na używanie przez operatorów usług telekomunikacyjnych infrastruktury należącej do innych operatorów, na przykład sieci elektroenergetycznych.

Źródło – Eurelectric, Daily News 18.04.2013

Resztki unijnych euro

W kończącej się perspektywie finansowej Unii Europejskiej, w latach 2007–2013 do Polski – w ramach funduszy unijnych – wpłynie 65,5 mld euro, które rozdysponowano w różnych programach operacyjnych. Dla branży energetycznej najważniejszy jest „Infrastruktura i Środowisko", na którego realizację przeznaczono 37,7 mld euro, z czego wkład unijny to 28,3 mld euro, a krajowy – 9,4 mld euro.

Pod względem udziału w środkach pochodzących z funduszy unijnych przeznaczonych na realizację programu, sektor energetyki zajmuje trzecie miejsce z kwotą 1 722 317 701 euro. To pieniądze przeznaczone na sfinansowanie projektów realizowanych w ramach priorytetu IX Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna, który obejmuje (działania: 9.1 Wysokosprawne wytwarzanie energii, 9.2 Efektywna dystrybucja energii, 9.3 Termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej, 9.4 Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, 9.5 Wytwarzanie biopaliw ze źródeł odnawialnych i 9.6 Sieci ułatwiające odbiór energii ze źródeł odnawialnych) i priorytetu X Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii (działania: 10.1 Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego, 10.2 Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji i 10.3 Rozwój przemysłu dla odnawialnych źródeł energii).

Konkursy na dofinansowanie inwestycji organizują Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (działania 9.1, 9,2 i 9,3), Ministerstwo Gospodarki (działania 9.4, 9.5, 9.6 i 10.3) i Instytut Nafty i Gazu (działania 10.1 i 10.2).

27 grudnia 2012 r. minister rozwoju regionalnego **Elżbieta Bieńkowska** podpisała zaktualizowaną wersję (3.11) Szczegółowego opisu priorytetów Programu Infrastruktura i Środowisko, w którym wprowadzono zmiany w zapisach dotyczących m.in. priorytetów IX i X.

I tak w priorytecie IX Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna z działań 9.5 Wytwarzanie biopaliw ze źródeł odnawialnych oraz 9.6 Sieci ułatwiające odbiór energii ze źródeł odnawialnych przeniesiono środki UE (w wysokości odpowiednio ok. 0,38 mln euro oraz ok. 9,96 mln euro) do działań 9.2 Efektywna dystrybucja energii oraz 9.3 Termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej (w wysokości odpowiednio ok. 2,82 mln euro oraz ok. 7,52 mln euro). Proponowany kierunek i skala zmian wynika z przeprowadzonej oceny możliwości absorpcyjnych w ramach poszczególnych działań, ograniczając w ten sposób ryzyko braku pełnego wykorzystania w sektorze energetyki dostępnej alokacji. W priorytecie X Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii z działań 10.2 Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji oraz 10.3 Rozwój przemysłu dla odnawialnych źródeł energii przeniesiono środki UE (w wysokości odpowiednio ok. 16,63 mln euro i ok. 6,76 mln euro) do działania 10.1 Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego. Proponowany kierunek i skala zmian wynika z przeprowadzonej oceny możliwości absorpcyjnych w ramach poszczególnych działań, ograniczając w ten sposób ryzyko braku pełnego wykorzystania w sektorze energetyki dostępnej alokacji.

Dotychczas, w ramach PO IiŚ (priorytety: Jakość powietrza, Zintegrowany system zapobiegania i kontroli zanieczyszczeń, Energia odnawialna (wiatrowa i biomasa), Energia elektryczna (sieci TEN-E), Efektywność energetyczna, produkcja skojarzona (kogeneracja), zarządzanie energią, ponad 350 projektów o łącznej wartości 13 507 154 540,39 zł (wydatki kwalifikowane: 9 525 100 845,64), otrzymało dofinansowanie UE na łączną kwotę 3 896 563 762,85 zł.

Jedną z ostatnich inwestycji jest uroczyście otwarty 10 maja 2013 r. nowy budynek Ciepłowni Łężańska w Krośnie, w której źródłem energii, obok węgla, będą również odpady drewna, a energia elektryczna i cieplna będą wytwarzanie w skojarzeniu. W ramach zrealizowanego projektu powstał nowy budynek elektrociepłowni, w którym zainstalowany został blok kogeneracyjny z turbogeneratorem ORC, zasilany kotłem opalanym biomasą, wybudowano wiatę magazynową paliwa oraz zakupiono niezbędny sprzęt i wyposażenie do transportu i rozdrabniania biomasy.

Koszt projektu „Blok kogeneracyjny ciepła (6,8 MW_t) i energii elektrycznej (1,225 MW_e) opalany biomasą w ciepłowni Łężańska w Krośnie" wyniósł niemal 40,1 mln zł, z czego ponad 11,5 mln zł to wsparcie finansowe z Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko".

Wyczerpane alokacje

Niestety, środki z obecnej perspektywy finansowej UE praktycznie się skończyły. W ogłoszonych przez MRR „Planowanych naborach wniosków o dofinansowanie w ramach PO IiŚ" (stan na 15 maja 2013 r.) nie ma działań związanych z energetyką. Także NFOŚiGW nie planuje konkursów w ramach Działań 9.1, 9.2 i 9.3, przy czym w tym ostatnim alokacja jest już wyczerpana, a na stronie MG można przeczytać: *Obecnie nie są planowane żadne nabory do konkursów w ramach wdrażanych działań*. Jednak jeśli okaże się, że dofinansowane projekty kosztowały mniej niż zakładano, to NFOŚiGW i MG zaoszczędzone pieniądze przeznaczą na dodatkowe konkursy.

Poza tym branża energetyczna może jeszcze ubiegać się o dofinansowanie w ramach innych programów, a także starać się o środki przyznawane bezpośrednio przez Brukselę.

Konkurs Komisji Europejskiej

W Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej Komisja Europejska opublikowała ogłoszenie o uruchomieniu postępowania administracyjnego w sprawie drugiego zaproszenia do składania wniosków na mocy decyzji Komisji C (2010) 7499, z 3 listopada 2010 r., ustanawiającej kryteria i środki dotyczące **finansowania komercyjnych projektów demonstracyjnych mających na celu bezpieczne dla środowiska wychwytywanie i geologiczne składowanie CO_2 oraz projektów demonstracyjnych w zakresie innowacyjnych technologii energetyki odnawialnej realizowanych w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie**, ustanowionego dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (2013/C 94/07). W odpowiedzi na to ogłoszenie Ministerstwo Gospodarki ogłasza konkurs na polskie projekty, które będą mogły ubiegać się o granty konkursu NER 300.

Zgłoszenia projektów spełniających kryteria ww. Decyzji KE (wraz z wypełnionymi formularzami aplikacyjnymi) powinny być kierowane:

- **dla projektów demonstracyjnych (CCS) tj. w zakresie wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla CO_2 do Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki,**

- **dla projektów demonstracyjnych w zakresie innowacyjnych technologii energetyki odnawialnej do Departamentu Energii Odnawialnej Ministerstwa Gospodarki**

w terminie do 10 czerwca 2013 r. (z dopiskiem NER 300).

Po dokonaniu wstępnej oceny i ewentualnej selekcji zakwalifikowane projekty będą do 3 lipca 2013 r. skierowane do Europejskiego Banku Inwestycyjnego w celu dokonania ewaluacji na poziomie wspólnotowym, po czym Komisja Europejska będzie mogła podjąć decyzję o przyznaniu grantów w obecnej rundzie konkursu NER 300.

„Innowacyjna Gospodarka" i Regionalne Programy Operacyjne

W ramach tych programów można ubiegać się o mniejsze pieniądze, ale też nie do pogardzenia. Jeszcze 11 konkursów w ramach programu Innowacyjna Gospodarka ogłosi w tym roku Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości.

– Wśród nich jest konkurs na dotacje na projekty o wysokim stopniu innowacyjności (4.4), które cieszyły się największym zainteresowaniem przedsiębiorców spośród wszystkich działań PO IG. Taki konkurs to nasza reakcja na nienajlepsze prognozy gospodarcze. Przedsiębiorcom bardzo przyda się takie źródło finansowania inwestycji. Będą też konkursy w ramach działania 3.1 -na inicjowanie działalności innowacyjnej. Doświadczenia z realizacji tego działania pozwalają na bardzo pozytywne wnioski – stworzono sieć 43 inkubatorów przedsiębiorczości. Kwota dotychczas zainwestowana to 600 mln zł. Szacujemy, że na koniec realizacji programu powstanie ponad 600 innowacyjnych firm – informuje **Miłosz Marczuk**, rzecznik prasowy PARP.

Natomiast w maju br. Urząd Marszałkowski Województwa Opolskiego przyjmował wnioski o dofinansowanie projektów w ramach działania 4.3 Ochrona powietrza, odnawialne źródła energii, Regionalnego Programu Województwa Opolskiego, a obejmujących: instalacje służące do wytwarzania, przetwarzania, magazynowania oraz przesyłu energii ze źródeł odnawialnych: budowa, przebudowa obiektów budowlanych; zakup lub modernizacja urządzeń; budowy/modernizacji/wyposażenia systemów ciepłowniczych, w tym sieci ciepłowniczych i instalacji (urządzeń) – jedynie gdy jest realizowany łącznie z rodzajem projektu wymienionym w punkcie 1 oraz zakupu instalacji (urządzeń) i robót budowlanych mających na celu ograniczenie energochłonności, ograniczenie emisji pyłów i gazów (w tym „niskiej emisji") w obiektach publicznych – jedynie gdy jest realizowany łącznie z rodzajem projektu wymienionym w punkcie 1.

Na dofinansowanie projektów przeznaczono 7 460 742,52 zł, a maksymalna kwota dofinansowania: 0,25–3 mln zł.

Nowa perspektywa

Po zatwierdzeniu przez Parlament Europejski przyjętego przez Radę Europejską budżetu unijnego na lata 2014–2020 na realizację polityki spójności Polska otrzyma 72,9 mld euro. Już warto się przygotować do udziału w planowanych konkursach. Czego będą dotyczyły?

14 marca 2013 r. rozpoczęła prace grupa robocza ds. przygotowania programu dotyczącego gospodarki niskoemisyjnej, ochrony środowiska, przeciwdziałania i adaptacji do zmian klimatu, transportu i bezpieczeństwa energetycznego na perspektywę finansową 2014–2020.

– Liczymy, że eksperci pomogą nam w przygotowaniu programu najlepiej dopasowanego do stojących przed nami wyzwań i oczekiwań Komisji Europejskiej – powiedział **Adam Ździebło**, wiceminister rozwoju regionalnego, podczas inauguracyjnego posiedzenia. Przedstawiono na nim uwarunkowania dla koordynacji funduszy UE związane z realizacją celów tematycznych określonych w projektach rozporządzeń dla polityki spójności na lata 2014–2020. Wynikające z nich obszary, istotne dla zrównoważonego rozwoju kraju i planowane do wsparcia w tym programie, to – jeśli chodzi o projekty energetyczne – przede wszystkim: program dotyczący gospodarki niskoemisyjnej, środowiska, transportu oraz bezpieczeństwa energetycznego (następca obecnego Programu „Infrastruktura i Środowisko").

O wsparciu sektora energetycznego w nowej perspektywie finansowej 2014–2020 mówił **Paweł Orłowski**, wiceminister rozwoju regionalnego, podczas panelu „Pomorski Mix Energetyczny: węgiel, gaz, gaz łupkowy, atom i OZE", który odbywał się w ramach Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego w Gdańsku (24–25 kwietnia).

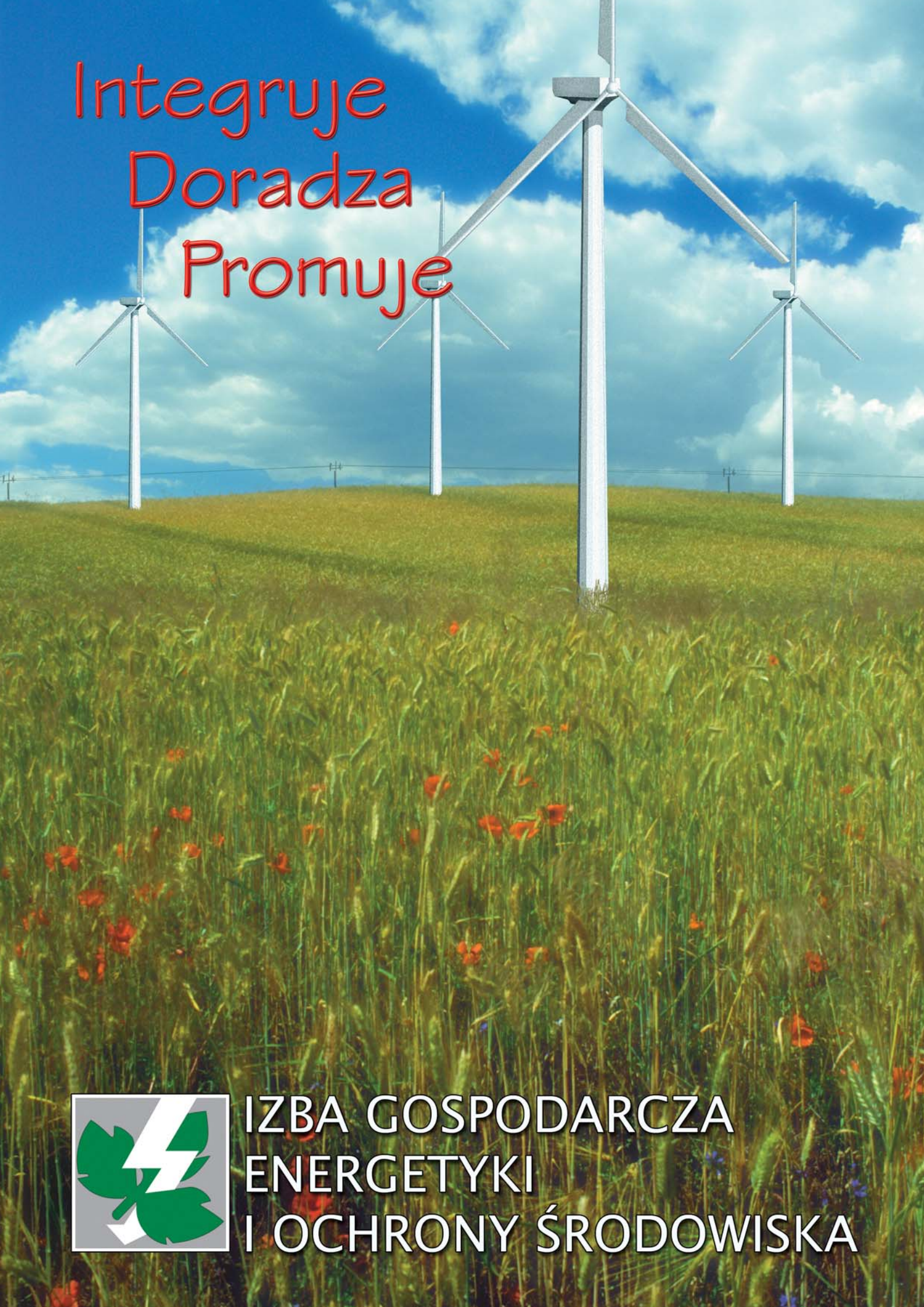
– W nowym unijnym budżecie 2014–2020 wsparcie na poziomie krajowym będzie skierowane na realizację dużych projektów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem ich do sieci. Dodał też, że pomoc w szczególności zostanie skierowana na budowę dużych farm wiatrowych oraz instalacji na biomasę i biogaz. *– Natomiast na poziomie regionalnym przewidujemy budowę elektrowni wodnych, instalacji geotermalnych, instalacji fotowoltaicznych oraz kolektorów słonecznych. Możliwe będzie również dofinansowania elementów w zakresie infrastruktury przyłącza OZE.*

Środki z polityki spójności będą wykorzystywane głównie na przekształcenie gospodarki tradycyjnej na niskoemisyjną. *– Możliwa będzie również, o co Polska zabiegała od początku negocjacji pakietu rozporządzeń, realizacja projektów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego* – zaznaczył wiceminister.

W zakresie infrastruktury bezpieczeństwa energetycznego z programu krajowego przewiduje się przeznaczenie wsparcia m.in. na: budowę i modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz infrastruktury magazynowania energii elektrycznej; budowę i modernizację sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego; budowę podziemnych magazynów gazu ziemnego oraz budowę/przebudowę terminali LNG.

Trzeba też opamiętać, że w nowej perspektywie – o czym mówiła minister Bieńkowska i prezes NFOŚiGW, **Małgorzata Skucha**, gros środków zostanie przeznaczonych na pożyczki, a nie – jak dotychczas – dofinansowanie inwestycji.

Jerzy Bojanowicz



IZBA GOSPODARCZA
ENERGETYKI
I OCHRONY ŚRODOWISKA

Grzegorz Niewiński
Instytut Techniki Cieplnej
Politechnika Warszawska

Przegląd paliw stosowanych w elektrowniach jądrowych

1. Informacje ogólne

Pojęciem paliwo jądrowe określa się substancję zawierającą materiał rozszczepialny, czyli taki, który ulega kontrolowanej reakcji rozpadu po wychwycie przez jądro neutronu (termicznego bądź prędkiego), w której to reakcji wyzwala się taka liczba neutronów (średnio 2,5), by (reakcja) mogła sama się podtrzymywać. Paliwo tego typu wykorzystywane jest w reaktorach jądrowych w celu uzyskania energii cieplnej [1], [2]. Paliwem jądrowym nazywane są również substancje, które mogą brać udział w kontrolowanej reakcji syntezy termojądrowej a w przyszłości stanowić będą paliwo dla reaktorów termojądrowych.

Najpopularniejszym paliwem pozostaje obecnie uran, a konkretnie jego izotop ^{235}U. Ruda po wydobyciu wymaga konwersji, jak również wzbogacenia, ze względu na fakt, iż zawartość w niej ^{235}U jest niska, a na całym świecie jedynie niewielki odsetek jądrowych reaktorów energetycznych może pracować na uranie naturalnym. Obok uranu stosowane jest także paliwo zawierające pluton (^{239}Pu), odzyskiwany z wypalonego już paliwa. Z uwagi na układ o nieproliferacji broni jądrowej, handel, wzbogacenie paliwa oraz zagospodarowanie odpadów promieniotwórczych są nadzorowane przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej.

Obok paliw jądrowych, wyróżnia się materiały paliworodne, czyli takie, które zawierają nuklidy zdolne w wyniku przemian jądrowych (pochłaniania neutronów) przejść w nuklid rozszczepialny. Nie mogą być rozszczepione za pośrednictwem neutronów termicznych. Do nuklidów rodnych zalicza się izotopy uranu i toru, ^{238}U oraz ^{232}Th. Pierwszy stanowi ponad 99% naturalnego uranu, drugi natomiast występuje na Ziemi w ilościach znacznie większych niż uran. Torowy cykl paliwowy stał się obiektem badań ze względu na potencjalną możliwość powielania paliwa bez udziału reaktora prędkiego [2], [3].

2. Materiały rozszczepialne

Uran jest pierwiastkiem wewnątrzprzejściowym, metalem, o liczbie atomowej 92, masie atomowej 238,03[1] zaliczającym się do szeregu aktynowców. Jest aktywny chemicznie, łatwo tworzy stopy (np. z molibdenem lub plutonem, również tytanem), które w energetyce jądrowej są wykorzystywane znacznie częściej niż czysty pierwiastek. Dobrze przewodzi ciepło i prąd elektryczny. Jego gęstość wynosi 19050 kg/m^3, co czyni go jednym z cięższych metali oraz pierwiastków występujących naturalnie na Ziemi. Temperatura topnienia to ok. 1132ºC, natomiast wrzenia – ok. 4000ºC [2]. Znanych jest ponad 20 izotopów uranu, jednak naturalnie, w skorupie ziemskiej występują jedynie trzy: ^{238}U, ^{235}U oraz ^{234}U. Warto dodać, iż ze względu na wysoką zawartość w rudzie izotopu ^{238}U, który jest niskoradioaktywny, naturalny uran jest niskoradiotoksyczny[2]. Faktem jest, że występują naturalnie również izotopy o wyższej aktywności, lecz ich udział jest znikomy, co kształtuje aktywność uranu naturalnego na poziomie 13 kBq/g. Jedynym, naturalnie występującym izotopem uranu, który daje się rozszczepić za pomocą neutronów termicznych, jest ^{235}U. Nieco lżejszy, o niższej liczbie atomowej ^{233}U również da się rozszczepić neutronami termicznymi, lecz jest on izotopem sztucznym pozyskiwanym z toru[3].

W obiegu pierwotnym siłowni PWR woda o wysokim ciśnieniu trafia do zbiornika reaktora, gdzie jest podgrzewana w stanie ciekłym, a następnie kierowana do wytwornic pary, gdzie ciepło przekazywane jest wodzie o niższym ciśnieniu – czynnikowi obiegu wtórnego. W postaci pary, najczęściej nasyconej lub nieznacznie przegrzanej czynnik ten kierowany jest do turbiny. Bloki jądrowe z reaktorami PWR funkcjonują więc w układzie dwuobiegowym. Obieg pierwotny, działający pod wysokim ciśnieniem (w granicach 16 MPa) związany jest z generacją i przekazaniem ciepła do obiegu wtórnego, w którym realizowany jest cykl przemian czynnika roboczego siłowni parowej.

Tabl. 1. Wybrane właściwości izotopów uranu naturalnego [4], [5]

Izotop	^{238}U	^{235}U
Zawartość w uranie naturalnym [%]	99,275	0,720
Aktywność [kBq/g]	12,4	80
Czas połowicznego rozpadu [rok]	$4{,}51 \times 10^9$	$7{,}04 \times 10^8$
Przekrój czynny na rozszczepienie neutronami termicznymi (0,1 eV) [b]	2×10^{-5}	300
Przekrój czynny na rozszczepienie neutronami prędkimi (2 MeV) [b]	0,3	1
Przekrój czynny na pochłanianie neutronów termicznych [b]	2	6

Pluton jest pierwiastkiem metalicznym, o liczbie atomowej 94, zaliczającym się do szeregu aktynowców. Pluton tworzy stopy (np. z uranem, cyrkonem, kobaltem, galem, glinem), które wykorzystywane są częściej niż czysty metal. Jest aktywny chemicznie, dobrze rozpuszcza się w kwasach, bardzo słabo w zasadach. Pod wpływem własnego promieniowania, jego związki mogą ulegać autoradiolizie. Naturalnie na Ziemi występuje w śladowych ilościach, również jako pozostałość po testach broni jądrowej, głównie w atmosferze. Produkowany jest w energetycznych reaktorach jądrowych, poprzez pochłanianie przez izotop uranu ^{238}U neutronów termicznych. W celach militarnych, produkowany był również w specjalnie skonstruowanych reaktorach wysokostrumieniowych, poprzez napromieniowywanie uranu przez około 3 miesiące. Istnieje około 25 izotopów plutonu,

[2] Jako że ponad 99% stanowi ^{238}U, średnia masa atomowa jest zbliżona do masy tego izotopu.
[2] Przez radiotoksyczność rozumie się szkodliwy wpływ substancji promieniotwórczej na organizm żywy. W głównej mierze zależy od rodzaju emitowanego promieniowania oraz jego energii.
[3] Cykl torowy omówiono bardziej szczegółowo w ostatniej części.

Tabl. 2. Wybrane własności niektórych izotopów plutonu [6]

Izotop	^{238}Pu	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
Zawartość w wypalonym paliwie PWR [%]	2	53	25	15	5
Aktywność [kBq/kg]	629 000	2331	8510	$3{,}7 \times 10^6$	148
Czas połowicznego rozpadu [rok]	88	24 000	6560	14,4	374 000
Rodzaj emitowanego promieniowania	Alfa	Alfa	Alfa	Beta	Alfa

lecz największe znaczenie odgrywa pięć: ^{238}Pu, ^{239}Pu, ^{240}Pu, ^{241}Pu oraz ^{242}Pu, gdyż wchodzą one w skład wypalonego paliwa jądrowego z reaktorów termicznych. Wszystkie wyżej wymienione izotopy mogą być rozszczepiane za pomocą neutronów prędkich, natomiast ^{239}Pu oraz ^{241}Pu dodatkowo również przez neutrony termiczne. Wybrane właściwości podanych nuklidów przedstawiono w tabl. 2. Wszystkie znane izotopy plutonu są promieniotwórcze [2], [6].

3. Paliwa jądrowe

Ponieważ proces rozszczepienia jest silnie egzotermiczny, paliwo jądrowe musi być zdolne do pracy w wysokich temperaturach oraz odporne na działanie promieniowania. Wymaganym jest, by przez lata eksploatacji nie traciło spójności oraz utrzymywało pierwotny kształt. Standardową wiązkę paliwową tworzą pręty wykonane ze stopu cyrkonu (zircaloy) zawierające paliwo ceramiczne tlenkowe w postaci pastylek, stosowane obecnie najpowszechniej we wszystkich typach jądrowych reaktorów energetycznych. Zawiera uran lub mieszaninę uranu i plutonu w postaci tlenków ($UO_2 + PuO_2$). Charakteryzuje się niską masą krytyczną, wysoką, temperaturą topnienia (około 3000ºC), dobrym właściwościami mechanicznymi, szczególnie wytrzymałością na działanie wysokiej temperatury oraz odpornością na korozję oraz uszkodzenia radiologiczne. Paliwa takie pogarszają jednak bilans neutronowy reaktora ze względu na wyższe niż w paliwie metalicznym absorpcje pasożytnicze oraz wykazują małą odporność na uderzenia cieplne, dlatego, jako osłonę stosuje się, na ogół, metalowe koszulki [2], [7], [8]. Dla każdego typu reaktora stosowane są różne rodzaje wiązek paliwowych.

Wiązka paliwowa dla reaktora PWR zbudowana jest na kwadratowej kratownicy, o długości boku 20 cm, zawierającej miejsce na montaż dla 289 prętów różnego przeznaczenia, w głównej mierze paliwowych oraz zawierających aparaturę pomiarową, w układzie 17 x 17. Między wymienionymi prętami istnieją luki, miejsca do pionowego wprowadzania prętów kontrolnych. Długość wiązki zawiera się w granicach 4–5 m a jej waga, w zależności od mocy reaktora to ok. 500–700 kg. Elementami zapewniającymi wytrzymałość mechaniczną oraz spójność zespołu paliwowego są dwie siatki – górna i dolna. Konstrukcja dolnej siatki ma ponadto zapewnić optymalny przepływ chłodziwa oraz odbiór ciepła od wiązki. Materiały stosowane do budowy zespołów to w głównej mierze zircaloy – stop cyrkonu i cyny, ze względu na jego niski przekrój czynny na absorpcję neutronów, ponadto, w mniejszym stopniu stopy niobu, żelaza, chromu i niklu [7], [8], [9]. Elementem zespołu paliwowego jest pręt paliwowy – rurka ze stopu zircaloyu zawierająca pastylki paliwa w postaci ceramicznej, dopełniane helem, którego ciśnienie wewnątrz wynosi 25–30 bar. Co 12–18 miesięcy następuje wymiana od 25% do 30% zespołów paliwowych, reszta zmienia swoją lokalizację w rdzeniu. Z uwagi na stosowanie w reaktorze PWR wody jako moderatora, wymaga on paliwa wzbogaconego, zwykle 2,5– 4,5%. Stosuje się trzy różne stopnie wzbogacenia – wiązki o najwyższym są umieszczane na zewnątrz rdzenia, o mniejszym – wewnątrz. Świeże paliwo umieszcza się zawsze na zewnątrz. Ze 193 wiązek, 65 stanowią zespoły o najniższym wzbogaceniu, przykładowo (2,1% wag. ^{235}U), 64 o wyższym (2,6% wag. ^{235}U) oraz 64 o najwyższym (3,1% wag. ^{235}U). Gęstość mocy w paliwie wynosi ok. 38 MW/t [7], [8], [9].

Wiązka paliwowa reaktora BWR różni się nieco od stosowanej w PWR. Pręty umieszczone są na kwadratowej siatce, wykonanej ze stali nierdzewnej, zapewniającej wiązce spójność oraz wytrzymałość mechaniczną, w układzie od 6 x 6 do 10 x 10, przy czym najczęściej spotyka się układ 10 x 10. Pręty paliwowe, podobnie jak w wiązce dla reaktora ciśnieniowego wykonane są z zircaloyu, wypełnione pastylkami z dwutlenkiem uranu w postaci ceramicznej oraz helem o ciśnieniu 30 bar, ich średnica wynosi 12.3 mm, długość 4 m, natomiast grubość ścianki 0.81 mm. Paliwo jest wzbogacone w granicach 1,7–2%, zależnie od potrzeb. W jednej wiązce stosuje się różne stopnie wzbogacenia, 0.711–2.2% wag. ^{235}U. W centrum wiązki umieszczane są pręty zawierające paliwo o wyższym wzbogaceniu, na zewnątrz zaś te o niższym. Zapobiega to występowaniu w rdzeniu skrajnie różnych wartości mocy w odległych od siebie strefach. W jednej wiązce występują trzy typy prętów: paliwowe, wodne oraz pręty nośne. Aby zapewnić odpowiednie moderowanie neutronów w wiązce, średnice kanałów wodnych są wyraźnie większe [7], [8], [9]. Gęstość mocy w paliwie dla reaktora BWR jest niższa niż w PWR i wynosi ok. 32 MW/t. Cztery wiązki tworzą moduł paliwowy. Wiązki oddzielone są od siebie przez obszar wypełniony wodą, w którym umieszczane są pręty kontrolne, nie jak w PWR od góry, lecz od dołu zbiornika reaktora. Każda wiązka ponadto umieszczona jest w płaszczu (osłonie) ze stopu zircaloyu, który kieruje przepływ chłodziwa wzdłuż wiązki, by u jej szczytu osiągnąć punkt wrzenia. Cykl paliwa jest bardzo podobny do tego w PWR, przeładunek następuje co 12–24 miesiące [7], [8], [9].

Budowa wiązki paliwowej reaktora CANDU jest nieskomplikowana, najprostsza ze wszystkich typów przedstawionych w niniejszym zestawieniu. Zbudowana jest z kilku koncentrycznych pierścieni, które tworzą pręty paliwowe zbudowane ze stopu zircaloyu, wypełnione pastylkami dwutlenku uranu. Wiązka ma długość 50 cm oraz 10 cm średnicy. Ilość prętów jest zależna od kraju, w jakim eksploatowany jest blok – może składać się z 28, 37 lub 43 prętów. Przykładowo, waga wiązki z 37 prętami to 24 kg, z czego ponad 90% stanowi waga pastylek. Z racji stosowania uranu naturalnego oraz z uwagi na fakt, iż w samym rdzeniu przebywają krótko, osiąga się niski stopień wypalenia paliwa [7], [9].

Wiązka paliwowa reaktora RBMK zbudowana jest z prętów paliwowych, ułożonych w dwa koncentryczne pierścienie, wokół rury nośnej, w której może znajdować się aparatura pomiarowa, najczęściej do pomiaru strumienia neutronów. O takim kształcie decyduje geometria kanału paliwowego, który posiada przekrój kołowy. Pręty zbudowane są ze stopu cyrkonu i niobu, który charakteryzuje się dobrą odpornością na korozję oraz posiada niski przekrój czynny na absorpcję neutronów. Wewnątrz prętów znajdują się ceramiczne pastylki UO_2, oraz hel pod ciśnieniem 5 bar. Pastylki w pionie utrzymywane są przez sprężyny, w poziomie – pierścienie wsporcze. Dwa segmenty zespołów paliwowych połączone są przy pomocy łącznika, w środkowej części. Stosuje się paliwo wzbogacone, średnio 2.8%, maksymalne wartości nie przekraczają 3.2%. Początkowo wzbogacenie wynosiło jedynie 2%, lecz po katastrofie w Czarnobylu, z ogólnych względów bezpieczeństwa zdecydowano się je podnieść. Zwiększyło to również stopień wypalenia paliwa [10].

Paliwo typu TRISO (tristructural isotropic fuel) wynalezione zostało w latach 60 w Niemczech, jako paliwo dla wysokotemperatu-

rowych reaktorów gazowych. Obecnie stosowane głównie w reaktorach eksperymentalnych. Nie ma ono zastosowania w reaktorach energetycznych obecnie eksploatowanych [3], [7]. TRISO są to kuliste granulki paliwa, składające się z trzech powłok: grafitu pirolitycznego, wewnątrz oraz na zewnątrz granulki, a także węgliku krzemu, pomiędzy warstwami grafitu, otaczających materiał rozszczepialny (lub paliworodny). Średnica jednej granulki zawiera się w granicach 650–850 μm. Paliwo takie jest bardzo dobrze odporne na korozję w warunkach wysokiej temperatury, wytrzymałe mechanicznie oraz dobrze zatrzymuje produkty rozszczepienia, zarówno stałe jak i gazowe. Zewnętrzna warstwa grafitu chroni je przed uszkodzeniami w trakcie formowania wiązek paliwowych. Stopień wzbogacenia oraz kształt wiązki paliwowej zależą od typu reaktora, w jakim umieszcza się paliwo. Mogą to być heksagonalne lub cylindryczne bloki lub grafitowe kule wypełnione granulkami TRISO. Przewiduje się, że tego typu paliwo stosowane będzie w wysokotemperaturowych reaktorach IV generacji, które realizowały będą cykl uranowo-torowy [3], [5], [7].

4. Cykl paliwa jądrowego

Cyklem paliwa jądrowego nazywa się procesy, które obejmują wszelkie czynności związane z wydobyciem uranu, przetworzeniem rudy, wytworzeniem paliwa jądrowego, powielaniem paliwa w reaktorze, produkcją energii elektrycznej w bloku jądrowym, przetwarzaniem zużytych wiązek, oraz składowania paliwa po jego uprzednim wypaleniu w reaktorze [11]. W otwartym cyklu, paliwo po wypaleniu jest chłodzone w basenach przy reaktorze, a następnie składowane w szczelnych pojemnikach w miejscu do tego przeznaczonym. W cyklu zamkniętym, paliwo po wystudzeniu kieruje się do przetworzenia, czyli odzyskania materiału rozszczepialnego.

Uran występuje w różnego rodzaju skałach lub minerałach. Wydobywany jest głównie jako uraninit, minerał promieniotwórczy o składzie chemicznym w postaci mieszaniny UO_2 (w głównej mierze) oraz UO_3 lub blenda uranowa, której ponad 50% składu stanowi UO_2. Rudę wydobywa się metodą odkrywkową, gdy znajduje się ona blisko powierzchni, lub podziemną, gdy usytuowana jest na głębokości przekraczającej 120 m [5], [7].

Po wydobyciu, a przed obróbką chemiczną, w pobliżu kopalni, ruda uranowa poddawana jest rozdrabnianiu w młynach kulowych. Po zmieleniu poddawana jest ługowaniu za pomocą silnego kwasu ($H_2SO_4 + NaClO_3$) lub roztworem zasadowym ($NaCO_3 + NaHCO_3$). Następnie rozpuszczalnik jest odzyskiwany, a tlenek uranu strącany w reakcji, w zależności, czy ługowanie odbyło się za pomocą kwasu czy zasady, odpowiednio przy pomocy NH_4OH lub $Mg(OH)_2$. Roztwór filtruje się oraz suszy i ogrzewa. Odpadami w procesie są materiały radioaktywne oraz metale ciężkie, które przechowuje się w szczelnych pojemnikach w pobliżu kopalń. W ten sposób otrzymuje się tzw. „yellowcake", proszek o charakterystycznym, żółtym zabarwieniu, zawierający ok. 80% ośmiotlenku trójuranu U_3O_8, który jest dalszym substratem w produkcji paliwa jądrowego [5], [7].

Większość eksploatowanych współcześnie siłowni jądrowych, ze względu na stosowanie jako moderatora (lekkiej) wody, wymaga paliwa wzbogaconego. Dotyczy to reaktorów lekkowodnych PWR (lub jego rosyjskiej odmiany VVER), BWR czy RBMK, które stanowią znaczną część eksploatowanych reaktorów jądrowych na świecie. Uran wzbogacony zawiera powyżej 0.7% rozszczepialnego neutronami termicznymi izotopu ^{235}U, czyli więcej niż wynika to z jego naturalnego składu. Jego zawartość w paliwie kształtuje się zwykle na poziomie 3–5%, lecz nie może przekraczać 20%. Uran o najwyższym wzbogaceniu, ok. 19.8%, stosuje się w reaktorach badawczych [5], [7].

Właściwości chemiczne izotopów uranu ^{238}U oraz ^{235}U są takie same, natomiast różnica w ich własnościach fizycznych, przede wszystkim niewielkiej różnicy mas, pozwala na prowadzenie procesu wzbogacania paliwa. Najpopularniejszymi, stosowanymi na największą skalę metodami są dyfuzja gazowa oraz metoda wirówkowa. Obydwie metody wymagają, by uran był w formie gazowej. Stosowane są dwie metody przeprowadzania uranu w stan gazowy. Metoda sucha, w której koncentrat tlenku uranu jest kalcynowany (mocno ogrzany), w celu usunięcia zanieczyszczeń, scalony oraz kruszony. W metodzie mokrej, koncentrat rozpuszcza się w kwasie azotowym, otrzymując azotan uranylu, który to poddaje się przeciwprądowemu procesowi ekstrakcji. Uran zbierany jest przez ekstrahent organiczny, z którego wymywany jest przez rozcieńczony kwas organiczny, a następnie kalcynowany w reaktorze ze złożem fluidalnym. Otrzymuje się w ten sposób UO_3, który poddaje się redukcji do UO_2 w piecu nagrzanym do wysokiej temperatury. Dwutlenek uranu poddawany jest kolejno reakcji z fluorowodorem, dając czterofluorek uranu. UF_4. Następnie wprowadza się go do reaktora ze złożem fluidalnym lub do kolumny płomieniowej, wraz z gazowym fluorem, gdzie w wyniku reakcji gazów otrzymuje się sześciofluorek uranu, UF_6, który w warunkach normalnych jest gazem [5], [12].

Metoda dyfuzji gazowej polega na przechodzeniu sześciofluorku uranu UF_6 przez porowatą membranę, lub przeponę. Izotop ^{235}U z racji tego, że jest cząsteczką o mniejszej wielkości, łatwiej przechodzi przez pory membrany (ma większe szanse na przejście). Gaz, który dyfunduje zawiera więcej wzbogaconego UF_6, ten zaś, który nie dyfunduje tak szybko, jest zubożonym. Proces powtarzany jest kilkaset razy, wiele etapów tworzy tzw. kaskadę dyfuzji. Metodą dyfuzji gazowej wzbogaca się ok. 25% paliwa dostarczanego do elektrowni jądrowych. Jest to metoda sprawdzona i niezawodna, lecz nie buduje się nowych zakładów wzbogacania tym sposobem, a koncentruje się na metodzie wirówkowej [5], [7], [12].

Podobnie jak w metodzie dyfuzyjnej, wirówki wykorzystują różnicę w masie cząsteczek gazu UF_6 zawierających poszczególne izotopy uranu. Gaz zatłaczany jest do próżniowego cylindra, napędzanego wysokoobrotowym silnikiem, którego wirnik obraca się z prędkością 50–70 tys. obrotów na minutę. W ten sposób uzyskuje się siłę odśrodkową o wartości ok. milion razy większą od siły ciężkości w ziemskim polu grawitacyjnym. Cięższe cząsteczki, zawierające ^{238}U, gromadzą się w okolicy zewnętrznej ściany cylindra, lżejsze koncentrują się wokół osi. Wzbogacony gaz kierowany jest do kolejnego etapu, zubożony – do poprzedniego. Porównując jeden etap, zdolność do rozdzielania izotopów w wirówkach jest ponad 10 razy większa niż w metodzie dyfuzyjnej [5], [7], [12].

Następnie, UF_6 konwertowany jest z powrotem do UO_2, który to prasowany jest w pastylki, a te spiekane są w piecu w temperaturze 1750ºC w redukującej atmosferze, w obecności mieszaniny argonu i wodoru. Pastylki obrabiane są do właściwych wymiarów poprzez skrawanie, a odpady z obróbki zawracane do poprzedniej fazy procesu. Pastylki formuje się w kształt walca, o średnicy 1 cm oraz takiej samej wysokości. Wymiary te są dokładnie kontrolowane, w celu uzyskania optymalnych własności paliwa. Na tym etapie, do paliwa może być dodany gadolin (w postaci tlenku), aby we wczesnej fazie wypalania się paliwa ograniczyć jego reaktywność [4], [5], [7], [9], [12], [13].

Po załadowaniu świeżego paliwa, oraz osiągnięciu wymaganego stopnia wypalenia w reaktorze (po ok. roku lub dwóch), następuje przeładunek części paliwa. W skład wypalonego paliwa wchodzą, w głównej mierze, aktynowce, oraz lżejsze produkty rozszczepienia. Wiązki wypalonego paliwa składowane są w basenach z wodą,

gdzie w czasie okresu składowania spada jego aktywność oraz zmniejsza się wydzielanie ciepła. Po tym okresie, najczęściej kilku latach, kierowane są na składowisko odpadów promieniotwórczych (w cyklu otwartym) lub do zakładu przerobu wypalonego paliwa (cykl zamknięty), gdzie następuje odzysk materiału rozszczepialnego oraz wytwarzanie świeżego paliwa MOX (mixed – oxide fuel).

Proces odzyskiwania paliwa z paliwa wypalonego zmniejsza ilość odpadów wysokoradioaktywnych oraz jest charakterystyczną, unikatową cechą energetyki atomowej, pozwala na uniknięcie straty izotopów rozszczepialnych ze zużytego już paliwa. 93% odzyskanego materiału stanowi ^{238}U, ok. 1% ^{235}U oraz ^{239}Pu, powstały w wyniku wychwytu neutronów. Najwięcej zużytego paliwa do późniejszego przetworzenia pochodzi z reaktorów lekkowodnych typu PWR i BWR. Nuklidy rozszczepialne, w głównej mierze izotopy ^{235}U oraz ^{239}Pu wraz z nierozszczepialnym ^{238}U, oddzielane są od nuklidów nie nadających się do ponownego rozszczepienia, zakwalifikowanych jako odpady. Im wyższy stopień wypalenia paliwa, tym bardziej opłacalne jest odzyskiwanie plutonu. Zwykle około połowy plutonu, który wytworzy się w reaktorze z ^{238}U przechodzi do wypalonego paliwa [7], [14], [15]. Tak odzyskane nuklidy rozszczepialne mieszane są z uranem zubożonym, uzyskanym jako produkt odpadowy w procesie wzbogacania paliwa, a następnie formowane są wiązki świeżego paliwa MOX. Odpady, w głównej mierze długożyciowe aktynowce oraz nuklidy silnie promieniotwórcze, poddawane są procesowi witryfikacji (zeszklenia) oraz składowane pod ziemią [6].

Ważnym, wspomnianym wcześniej wskaźnikiem jest stopień wypalenia paliwa, czyli maksymalna osiągana głębokość wypalenia. Określa on ilość materiału rozszczepialnego jaka może być wypalana w czasie jednej kampanii paliwowej reaktora. Obliczany jest jako ilość ciepła jaką można uzyskać z jednego kilograma bądź tony uranu, podawany w megawatodniach na kilogram (lub odpowiednio tonę) paliwa. Potencjał proporcjonalny jest do stopnia wzbogacenia – stopień 40 MWd/t można osiągnąć dla ok. 4%, 55 MWd/t dla 5%. 70 MWd/t wymagałoby ok. 6% wzbogacenia paliwa. Korzyści ze wzbogacenia to między innymi, dłuższy cykl paliwowy, co wiąże się z rzadszym przeładunkiem wiązek w reaktorze, krótsze planowane postoje elektrowni, a co za tym idzie, korzyści ekonomiczne [11].

5. Cykl torowy

Tor jest metalem, o liczbie atomowej 90, rozpoczynającym szereg aktynowców. Średnio aktywny chemicznie, najtrwalsze związki chemiczne tworzy na +4 stopniu utlenienia. Nie rozpuszcza się łatwo w większości kwasów, oprócz kwasu solnego. W wysokich temperaturach tworzy halogenki, wodorki, węglik, siarczek, azotek oraz dwutlenek, który ma najwyższą ze wszystkich tlenków temperaturę topnienia – 3300ºC. Dobrze przewodzi ciepło i prąd elektryczny. Znanych jest 13 izotopów, z których wszystkie są promieniotwórcze. W przyrodzie występuje jeden – ^{232}Th, najczęściej jako fosforan toru lub toryt ($ThSiO_4$). Rozpada się bardzo powoli emitując promieniowanie alfa. Czas połowicznego zaniku izotopu 232Th to ok. 14 miliardów lat, czyli trzykrotny wiek Ziemi. Zasoby toru w skorupie ziemskiej przekraczają ok. czterokrotnie zasoby uranu [2], [3], [16].

Badania nad cyklem torowym oraz jego przydatnością w energetyce atomowej prowadzone są od lat 60. Tor, jako materiał rodny, może być umieszczony wraz z materiałem rozszczepialnym w reaktorze jądrowym. Celem badań jest opracowanie technologii tworzenia izotopu ^{233}U w reaktorach termicznych tak, aby produkowane było więcej tego izotopu niż spalane. Aby proces był wydajny, jako paliwo – wsad początkowy (driver), powinien być stosowany, o ile to możliwe i ekonomicznie uzasadnione, uran ^{233}U. Materiał rozszczepialny powstały w procesie może być od razu spalany, lub wydzielany po przeładunku paliwa [3], [16].

Powstawanie nowych nuklidów z toru zainicjowane zostaje w czasie wychwytu radiacyjnego neutronu termicznego przez jądro toru ^{232}Th. Następnie może zajść jedna z dwóch reakcji: jądro ^{233}Th może pochłonąć kolejny neutron, tworząc wzbudzone jądro protaktynu ^{234m}Pa lub wyemitować dwie cząstki β- tworząc uran ^{233}U. Uran ^{233}U dalej może ulec rozszczepieniu (jest to reakcja najbardziej prawdopodobna) lub dalej pochłaniać neutrony, aż do ^{235}U, przy czym przekroje czynne tych zdarzeń są znacznie mniejsze. Na wydajność produkcji uranu ^{233}U wpływa również stopień wypalenia paliwa oraz strumień neutronów [2], [3], [17].

Zaletami cyklu torowego jest to, iż powstaje ok. 1000 razy mniej długożyciowych transuranowców niż z paliwa uranowego, czy MOX. W cyklu nie jest produkowany pluton, czyli brak jest obaw o niepożądane wykorzystanie odpadów. Zwiększane są jednocześnie światowe zapasy materiału rozszczepialnego oraz wydłuża się czas kampanii paliwowej. Ponadto, z uranu ^{233}U w czasie rozszczepienia emitowane jest więcej neutronów niż z ^{235}U oraz ^{239}Pu, co poprawia bilans reaktora. Przechowywanie ^{233}U jest tańsze oraz technicznie łatwiejsze, ze względu na jego inne właściwości fizyczne i chemiczne niż uranu naturalnego. Izotop ^{233}U uzyskany w ten sposób nie nadaje się do produkcji bomby jądrowej, ze względu na duże ilości zanieczyszczającego go materiału gamma – promieniotwórczego. Ponadto, tor nie wymaga wzbogacania, gdyż jedyny występujący naturalnie na Ziemi izotop, to ^{232}Th [2], [3], [17].

Literatura

[1] Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.: „Elektrownie”, WNT, Warszawa 2007.
[2] Encyklopedia techniki, energia jądrowa, WNT, Warszawa, 1970.
[3] Thorium, http://www.world-nuclear.org/info/inf62.html (październik, 2011).
[4] Uranium and Depleted Uranium, http://www.world-nuclear.org/info/inf14.html (październik, 2011).
[5] Barré B.: „Front end of the Fuel Cycle”, Handbook of Nuclear Engineering, vol. 5, Springer, 2010, pp. 2896–2933.
[6] Plutonium, http://www.world-nuclear.org/info/inf15.html (październik, 2011).
[7] Kok K.D.: „Nuclear Engineering Handbook”. CRC Press 2009.
[8] Nuclear Fuels, CEA Sacly and and Groupe Moniteur, Paris 2009.
[9] Nuclear Fuel Fabrication, http://www.world-nuclear.org/info/nuclear_fuel_fabrication-inf127.html (październik 2011).
[10] Almenas K., Kaliatka A., Ušpuras E.: Ignalina RBMK-1500. A Source Book, Lithuanian Energy Institute, 1998.
[11] The Nuclear Fuel Cycle, http://www.world-nuclear.org/info/inf03.html (październik, 2011).
[12] Uranium Enrichment, http://www.world-nuclear.org/info/inf28.html (październik, 2011).
[13] Lysenko V.A., Popov S.G., Proselkov V.N.: „Thermodynamic analysis of uranium – gadolinium fuel stability at high temperatures”, Atomic Energy, vol. 110, no. 4, 2011, pp. 221–229.
[14] Processing of the Used Nuclear Fuel, http://www.world-nuclear.org/info/inf69.html (październik, 2011).
[15] Volk V.I., Khaperskaya A.V.: „Recycling of uranium from spent RBMK fuel in the nuclear fuel cycle”, Atomic Energy, vol. 109, no. 1, 2010, pp. 7–10.
[16] Andrzejewski K.: „Czy tor skieruje energetykę na nowe tory?”/ Wiedza i życie, no. 8, 2011, pp. 20–25.