

The logo features the word "RETROFIT" in a white, sans-serif font. The letter "O" is replaced by a blue gear. To the right of the text, there are two more gears: a larger blue one and a smaller yellow one. The background is a gradient from dark blue on the left to light blue on the right, with a pattern of small white dots.

RETROFIT

RAPORT Z DEBATY

**Modernizacja i doposażenie (retrofit) w energetyce
jako opcja zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w okresie kryzysu
5 kwietnia 2013, godz. 11.00, Redakcja Polityki, ul. Słupecka 6, Warszawa**

Organizator/Organiser

**PROCESY 
INWESTYCYJNE**

Patronat merytoryczny/Content Patronage



Partnerzy/Partner



Partnerzy strategiczni firmy Procesy Inwestycyjne/Strategic Partners of Procesy Inwestycyjne

W debacie udział wzięli:

- **Edward Słoma**, Wicedyrektor Departamentu Energetyki, Ministerstwo Gospodarki
- **Robert Butzke**, Wiceprezes Zarządu Alstom Power
- **Cezary Szwed**, Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu PSE
- **Tadeusz Witos**, Wiceprezes Zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna
- **Jerzy Trzeszczyński**, Prezes Zarządu Pro Novum
- **Krzysztof Burek**, Wiceprezes Zarządu, Dyrektora ds. Handlowych Rafko
- **Krzysztof Zborowski**, Doradca Zarządu ENEA Wytwarzanie ds. budowy Bloku XI (do lutego 2013 r. Wiceprezes ENEA oraz Prezes Zarządu ENEA Wytwarzanie)
- **Sebastian Faruga**, Departament Zarządzania Majątkiem, TAURON WYTWARZANIE
- prof. **Krzysztof Żmijewski**, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej

WPROWADZENIE

Polska posiada bardzo duży i niewykorzystany potencjał wzrostu efektywności energetycznej zarówno u źródła (elektrownia, sieci przesyłowe), jak i u końcowego użytkownika (zakład przemysłowy, szkoła, gospodarstwo rolne, dom i inne) – czyli potencjał ulepszenia. Energochłonność wytworzenia jednostki PKB w Polsce (dane GUS z 2012 r.) jest ok. 3-krotnie wyższa niż w krajach tzw. 15-tki (liczba państw UE przed rozszerzeniem Unii). Potencjał efektywnego wykorzystania energii jest najtańszym i bardzo łatwym do zagospodarowania zasobem energetycznym i dlatego powinien być priorytetem Państwa w realizacji planów modernizacji energetyki i budownictwa przed budową nowych bloków energetycznych i odnawialnych źródeł energii (OZE). Wieloletnie zaniechania w zakresie inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz regulacje unijne zmuszające nasz kraj do zamknięcia przestarzałych i nieefektywnych bloków energetycznych sprawiły, że dziś Polska jest w bardzo trudnej sytuacji. Możemy się spodziewać znacznych trudności ze zrównoważeniem popytu i podaży energii przede wszystkim ze zrównoważeniem bilansu mocy w godzinach szczytu. **Dlatego szybka modernizacja i doposażenie (retrofit) elektroenergetyki i energetyki przemysłowej, ciepłownictwa i sieci przesyłowych oraz termomodernizacja budynków i wymiana zbiorczych/indywidualnych wymienników ciepła powinna być kołem zamachowym rozwoju gospodarki w okresie kryzysu i jednym ze sposobów na realizację unijnych celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i ochrony środowiska.**

Gdyby straty energii elektrycznej w różnych procesach w gospodarce udało się obniżyć tylko o 10% (ok. 15 TWh/rok), to uniknęlibyśmy budowy nowych elektrowni o łącznej mocy ok. 3000 MW i emisji ok. 13 mln ton CO₂ rocznie. Dodatkowo nie byłyby produkowane szkodliwe odpady (pyły, popioły, tlenki siarki i azotu, izotopy promieniotwórcze i inne) i w przeciwieństwie do budowy nowych źródeł efektywne wykorzystanie istniejącego potencjału nie wymaga dodatkowej infrastruktury w postaci terenu, dróg, przyłączy do sieci czy składowisk odpadów. Dyrektywa LCP wymaga od nas wyłączenia 5000 MW do końca 2015 roku. Kolejne 5000 MW będziemy musieli

wyłączyć z powodu wymagań Dyrektywy IED do 2020 roku. Dane te podczas debaty postaramy się zweryfikować. Tym bardziej, że z badań ankietowych Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej wynika, że aby spełnić wymogi UE polska energetyka wyłączyła już kilkaset MWe, a w latach 2013-2015 będzie musiała wyłączyć 476 MWe (mocy użytecznej). Dodatkowe bloki energetyczne mogą być wyłączone z powodu ich technicznego zużycia (wg danych PSE w wariantcie realistycznym od 2016 r. w KSE pojawia się istotny, rzędu 1-2 tys. MW, niedobór rezerw mocy).

Alternatywą dla wyłączeń jest głęboki retrofit bloków obniżający groźne emisje do poziomów dopuszczalnych przez europejskie ostre regulacje. Nawet bogaci Niemcy zastanawiają się nad możliwością przeprowadzenia retrofitu kilku bloków energetycznych (wg BWEW). Przy okazji zastosowanie nowych technologii retrofitu (modernizacja i doposażenie) ciepłowni, elektrociepłowni, sieci ciepłowniczych, wymienników ciepła, a nawet nowych bloków gazowo-parowych z wykorzystaniem nowej generacji turbin i innowacyjnych pomp strumieniowych oraz wymienników ciepła i efektywnego pomiaru temperatury mogłoby zwiększyć oszczędności o kolejne 30%-40%, czyli w istniejących instalacjach moglibyśmy osiągnąć redukcję kosztów i przyrost mocy zainstalowanej (turbina) oraz przyrost mocy niestraconej. Modernizacja umożliwi łagodny przyrost mocy i stopniowe wycofywanie z eksploatacji najbardziej przestarzałych obiektów.

Edward Słoma, Wicedyrektor Departamentu Energetyki, Ministerstwo Gospodarki zwrócił uwagę, że energetyka w poprzednich dekadach była budowana w tzw. formule typoszeregów jednostek wytwórczych. To w tamtych trudnych czasach pozwalało na wzajemne wspomaganie się poszczególnych elektrowni w prowadzeniu remontów czy modernizacji, a także w sprawnym usuwaniu awarii. „Dzisiaj polska energetyka wkracza w okres, w którym buduje nowe moce wytwórcze nie kwalifikujące się do typoszeregu” – mówił. Edward Słoma podkreślił, że obecnie każdy wytwórca na podstawie innych projektów buduje swoje bloki, które różnią się parametrami i wieloma detalami. W związku z tak rysującą się przyszłością tym bardziej trzeba obecnie ocenić możliwości przedłużenia pracy starych bloków, a inwestorzy nowych instalacji też powinni

uwzględniać możliwości ich modernizacji w przyszłości. Obecnie energetyka jest w dużym stopniu sprywatyzowana. Większość spółek jest publiczna, notowana na giełdzie. Dlatego też – zdaniem Słomy – odpowiedź na pytanie, czy budować nowe źródło czy też modernizować stare, należy do tych podmiotów, a nie do państwa. To inwestorzy oceniają, jakie rozwiązanie w danej chwili bardziej im się opłaca. „Mam nadzieję, że podczas tej debaty przedstawiciele spółek energetycznych poinformują nas, jaką opcję preferują, aby nie ograniczać swoich mocy w systemie elektroenergetycznym” – mówił.

prof. Krzysztof Żmijewski, Sekretarz Generalny Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej

Zdaniem Profesora Polska musi wyłączyć ok. 6,5 tys. MW_t zainstalowanej mocy w ramach unijnej dyrektywy LCP. Trwa dyskusja, co będzie z tymi blokami, które mamy zamknąć. Przedłużono czas ich pracy z 2008 do końca 2015 roku. Prof. Żmijewski zaprezentował wyniki ankiety. Ankietę rozesłał do właścicieli 55 bloków energetycznych o mocy 6650 MW_t, pytając, co zrobią z blokami przeznaczonymi do wyłączenia. Z odpowiedzi wynika, że właściciele 60 proc. tych mocy zapowiedzieli ich zamknięcie, 16 proc. ma zostać zamknięte, ale właściciele zamierzają w ich miejsce zbudować coś nowego, choć w nieokreślonym terminie. 2 proc. natomiast mówi, że wykonają retrofit przed końcem 2015 roku. Profesor Żmijewski podkreślił, że w rzeczywistości ubytek mocy będzie większy, bo nie otrzymał odpowiedzi w sprawie 19 proc. mocy, które według niego również znikną bez zastąpienia. Jak mówił, oznacza to zniknięcie na początku 2016 r. z polskiego systemu kotłów o mocy 6000 MW_t bez możliwości szybkiego uzupełnienia. Łączna ilość odstawionych mocy to 4350÷4566 MW_e do 2016 r. i 3471÷2036 MW_e do 2020 r. (Tylko część z nich to odstawienia spowodowane dyrektywami LCP i IED, pozostałe spowodowane są zaawansowanym zużyciem technicznym). Ważną kwestią dla inwestora przy podjęciu decyzji czy budować czy modernizować jest cena energii elektrycznej, która niestety jest niska i plasuje się na poziomie 180 zł/MWh. „Dlatego też rozumiem wypowiedź prezesa PGE Krzysztofa Kiliana, który powiedział, że przy tak niskich cenach koncern nie ma środków na budowę nowych mocy. I nawet rząd nie może namawiać przedsiębiorcy, aby

podejmował decyzje inwestycyjne, które są nieopłacalne. Moja konkluzja jest taka, że nie ma obecnie innego rozwiązania dla energetyki w horyzoncie 2016 roku niż inwestycje w tzw. retrofit” – podkreślił profesor.

Cezary Szwed, Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu PSE

„W perspektywie roku 2020 szacujemy, że ok. 6,6 tys. MW mocy zostanie wycofanej z systemu elektroenergetycznego, z czego prawie dwie trzecie będzie zamknięte do 2016 r. Jest to jeden z czynników wpływających na możliwości bilansowe systemu” – zaczął wystąpienie dyrektor Szwed. „Według PSE moc zainstalowana obecnie w systemie to 38 tys. MW., a zapotrzebowanie szczytowe w zimie było w tym roku na poziomie 26 tys. MW (latem 21 tys. MW)”. Ale PSE potrzebują w systemie wystarczającą liczbę jednostek wytwórczych nie tylko aby pokryć zapotrzebowanie na energię, ale też by zachować rezerwę na wypadek awarii bądź czasowych wyłączeń spowodowanych remontami. „W okresach miesięcznych potrzebujemy tej rezerwy w systemie na poziomie ok. 18 proc. ponad szczytowe zapotrzebowanie. Mówiąc o bilansie mocy w systemie, trzeba brać też pod uwagę fakt, że zapotrzebowanie na energię i na moc będzie rosnęło. Według naszych danych do 2030 r. średnioroczny wzrost zapotrzebowania będzie na poziomie 1,1 proc.” – mówił. Dalej podkreślał, że praktycznie nie ma nowych inwestycji oprócz bloków gazowych w Stalowej Woli (Turon) i Płocku (PKN Orlen). Zdaniem Szweda trzeba zadać sobie pytanie, czy istnieje możliwość przedłużenia pracy starych bloków energetycznych. Uprzedzając działania inwestycyjne koncernów energetycznych w nowe moce, PSE postanowiły uruchomić usługę tzw. rezerwy interwencyjnej. W ramach tej usługi wytwórcy będą mogli zaoferować pracę bloków energetycznych szczególnie w latach 2016-2017 i to może być jeden ze środków na pokrycie brakującego zapotrzebowania na energię i moc. Poza tym PSE pracują nad ofertą redukcji mocy u odbiorców na polecenie OSP. Taki przetarg został już rozstrzygnięty i zawarto już pierwsze umowy na ok. 30 MW. - Wykorzystując ten model chcemy zwiększyć ilość redukcji mocy w systemie o ok. 200 MW w 2016 r. Rozmawiamy też z wytwórcami na temat wydłużenia pracy niektórych bloków. „Te działania pomogą nam zbilansować potrzeby systemu w perspektywie krótkoterminowej. Problem braku mocy w systemie po 2020 r. na pewno wróci, korzystanie przez

inwestorów z pewnych „furtok” w prawie się skończy i trzeba będzie w końcu budować nowe bloki energetyczne” – konkludował Szwed.

Krzysztof Burek, Wiceprezes Zarządu, Dyrektor ds. Handlowych Rafako
Według przedstawiciela Rafako główne przyczyny inwestycji w energetyce to przede wszystkim starzejąca się baza wytwórcza, zwiększone koszty eksploatacji na skutek częstszych awarii, zmniejszona dyspozycyjność, a przez to zwiększone ryzyko pomyślniej eksploatacji instalacji, oraz dywersyfikacja źródeł energii. Innym ważnym aspektem przyczyniającym się do podjęcia decyzji o inwestycjach są wymogi związane z ochroną środowiska. Przede wszystkim chodzi o redukcję gazów SO₂, NO_x, NH₃, dioksyny, furany itp., redukcję popiołów lotnych i metali ciężkich: As, Hg, Zn, Cd, redukcję hałasu i odorów eksploatacyjnych i oczyszczanie wody ściekowej. Burek podkreślał, że istotnym argumentem za inwestowaniem w nowe źródła jest też poprawa efektywności, a w szczególności podniesienie sprawności i obniżka kosztów eksploatacji na jednostkę produkowanej energii oraz zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych (głównie CO₂) na jednostkę wyprodukowanej energii. „W obecnej sytuacji rynkowej podstawowy dylemat inwestorów to: budować nowe moce czy modernizować”? Zalety budowania nowych mocy to możliwość zaprojektowania całej instalacji „od początku”, a także możliwość wdrożenia najnowszych technologii i rozwiązań bez konieczności uwzględniania starej, często przestarzałej infrastruktury, oraz gwarancja całościowa na kompletną instalację. Wady to przede wszystkim wyższe koszty inwestycyjne, zwykle wyższe koszty przygotowania inwestycji po stronie zamawiającego, dłuższy cykl inwestycyjny, konieczność opanowania obsługi nowych urządzeń i rozwiązań i technologii. Z kolei zaletą modernizacji starych instalacji jest możliwość zastosowania nowoczesnych rozwiązań BAT przy zachowaniu i eksploatacji dobrze znanej części technologii, niższe koszty inwestycyjne, zwykle niższe koszty przygotowania inwestycji po stronie zamawiającego i krótszy czas realizacji zadania modernizacyjnego” – wyliczał wiceprezes. „Najistotniejsze wady takiej inwestycji (modernizacji) – przedstawiał Burek – to konieczność uwzględnienia starej infrastruktury i współpracy z już istniejącą, ograniczenie zabudowy nowych urządzeń w ramach istniejącej instalacji oraz nowe gwarancje obejmujące zazwyczaj tylko zmodernizowaną jej część. Według naszych danych planowane inwestycje w

Polsce do 2020 r. to budowa nowych bloków węglowych – 10360 MW, gazowych – 7309 MW, innych – 600 MW. Inwestorzy zamierzają też zmodernizować swoje stare bloki o łącznej mocy 14600 MW. Jeśli chodzi o stan inwestycji w nowe moce w Polsce, to w energetyce węglowej rozstrzygnięty został przetarg na 1000 MW (Kozienice), a w fazie ofertowej czeka kolejnych 910 MW (Jaworzno). Wciąż czekamy na decyzję w sprawie inwestycji na ok. 8460 MW (wliczając w to projekt Opole). Z kolei w energetyce gazowej przetarg rozstrzygnięty mamy na 850 MW (Stalowa Wola i Włocławek), w fazie ofertowej jest kolejne 2235 MW, czekamy na decyzje na 4224 MW. Jeżeli chodzi o modernizacje, to już rozstrzygnięty jest przetarg na 8540 MW, w fazie ofertowej 4295 MW i brakuje decyzji na 1225 MW. W moim odczuciu nie tylko ogólne spowolnienie gospodarcze, w tym niestabilizowana cena paliwa i ryzyko stabilności dostaw paliwa ograniczają aktywność inwestycyjną inwestorów w obszarze nowych mocy wytwórczych” – mówił. Dochodzą do tego jeszcze złe prognozy dotyczące przyszłego rynku energii (niskie ceny energii, nieprzewidywalna cena certyfikatów CO₂). Osobnym tematem są problemy formalne związane z przygotowaniem inwestycji, niejasne prognozy dotyczące obowiązujących przepisów dotyczących ochrony środowiska i innych wymogów środowiskowych, protesty organizacji społecznych wynikające z niespełnienia wymogów formalnych związanych z przygotowaniem inwestycji, inne protesty organizacji wynikające z błędów dokumentacyjnych, zmiana strategii właścicielskiej i niespodziewane wydarzenia związane z planowaną inwestycją (*casus* Fukushima). Postawiony na początku problem inwestycyjny: modernizować czy budować nowe moce moim zdaniem nie istnieje. Oba typy zadań są ważne i konieczne dla gospodarki. Realizacja obu kierunków inwestycyjnych jest ze strony dostawców w pełni opanowana technologicznie i organizacyjnie. Przy czym bardziej istotnym zadaniem z punktu widzenia gospodarki jest budowa nowych mocy, bo to tak naprawdę zapewnia rozwój gospodarki i społeczeństwa – zakończył.

Jerzy Trzeszczyński, Prezes Zarządu Pro Novum

Według prezesa Pro Novum od 5 lat Zachód doświadcza najgroźniejszego od 1929 r. załamania, którego charakter jest strukturalny (nie tylko koniunkturalny). Strefa Euro przeżywa najgroźniejszy kryzys w swojej historii, którego w obecnym kształcie może nie przetrwać. Gospodarka polska weszła w okres spowolnienia, którego dalszego przebiegu nie da się obecnie prognozować. Do długoterminowych prognoz zapotrzebowania na energię

elektryczną, a także do jej cen i rentowności wytwarzania należy podchodzić sceptycznie. Przeciętny czas pracy urządzeń energetycznych w Polsce jest ok. 5 lat dłuższy niż w Europie. Średnia sprawność źródeł energii w energetyce polskiej jest zbliżona do sprawności źródeł w energetyce amerykańskiej. Większość długo eksploatowanych źródeł energii (bloki 360 MW, 200 MW i 120 MW) jest w dobrej kondycji technicznej i po spełnieniu odpowiednich warunków ich czas pracy może być znacząco przedłużony – od 10 do 25 lat. Znaczna część najważniejszych (nawet do 70%) tzw. krytycznych elementów bloków została wymieniona na nowe lub zmodernizowane. Dotychczasowe badania i doświadczenia eksploatacyjne Pro Novum wskazują, że najważniejsze elementy bloków – walczaki, wirniki, stalowe elementy turbin, znaczna część rurociągów może być eksploatowanych przez ok. 350 000 godzin. Selektywna naprawa/rewitalizacja/wymiana elementów o najbardziej wyczerpanej trwałości, to podstawa najtańszych modernizacji zapewniających dyspozycyjność taką samą, jak dla nowych bloków przy znacznie niższych kosztach utrzymania.

Robert Butzke, Wiceprezes Zarządu Alstom Power

Wiceprezes Alstom Power zaznaczył, że modernizacje nie zastąpią nowych inwestycji. „To jest pewne. Mogą jedynie złagodzić skutki ich nagłego wejścia w życie. Jeżeli chodzi o doświadczenie w zakresie modernizacji bloków energetycznych, to polskie firmy je mają i dysponują odpowiednim potencjałem” – mówił. Głównymi przyczynami decyzji o modernizacji bloku energetycznego jest wydłużenie żywotności, które pozwala na pracę przez kolejne 20-25 lat, poprawa sposobu generowania energii (jednostkowe zużycie ciepła, sprawność bloku), zwiększenie mocy elektrycznej, redukcja emisji szkodliwych gazów, zwiększenie dyspozycyjności i niezawodności, zmniejszenie kosztów utrzymania, no i adaptacja bloku do nowych warunków pracy (współspalanie biomasy, kogeneracja, zmiana paliwa, itp.). Według Alstomu wydłużanie żywotności i poprawę efektywności bloku energetycznego można osiągnąć poprzez działania serwisowe (dostawa części zapasowych, wymiana urządzeń „jeden do jednego”) i modernizację urządzeń (poprawa własności konstrukcyjnych urządzeń podczas normalnych zabiegów serwisowych w celu podniesienie mocy, sprawności i niezawodności). Innym działaniem jest retrofit urządzeń, czyli podwyższenie sprawności urządzeń i generowanej mocy elektrycznej poprzez wymianę urządzeń (w całości lub części) na bardziej sprawne i nowocześniejsze, a także rehabilitacja systemu (optymalizacja pracy

elektrowni: wykorzystanie rezerw projektowych w celu podniesienia mocy, sprawności, możliwości elastycznego funkcjonowania elektrowni – kompleksowa modernizacja elektrowni poprzez: modernizację i retrofit urządzeń oraz działania serwisowe w celu optymalizacji pracy elektrowni w sposób kompleksowy, tzw. rozwiązania zintegrowane, zmiana paliwa np. na biomasę) oraz repowering, czyli zmiana obiegu z parowego na kombinowany parowo-gazowy, czy też budowa nowych mocy takich, jak nowe elektrownie (konwencjonalne i kombi). Prezes Butzke przedstawił też szczegóły inwestycji w PGE Elektrownia Bełchatów. Ta największa w Europie elektrownia na węgiel brunatny oraz Alstom, światowy lider w dziedzinie rozwiązań dla energetyki, podpisały kontrakt na modernizację bloku nr 6 w Elektrowni Bełchatów. Wartość umowy wynosi 685 mln zł, tj. około 160 mln euro. Alstom przeprowadzi tzw. „retro fit”, czyli wymianę części elementów w istniejących urządzeniach na nowe, nowocześniejsze, umożliwiające wzrost wydajności, efektywności ekonomicznej i bezpieczeństwa. Retrofit bloku zapewnił jego pracę zgodnie z wymaganiami dyrektywy UE 2001/80/WE. Osiągnięto to dzięki obniżeniu poziomu emisji NOx do poziomu poniżej 50% obecnej emisji, zwiększenie mocy bloku o przeszło 20MW, podniesienie sprawności bloku do ponad 41%, zmniejszenie emisji CO₂ o ponad 400 000 t/rok przy porównywalnej mocy bloku. Dodatkowym efektem modernizacji jest poprawa dyspozycyjności oraz niezawodności, a także przedłużenie czasu eksploatacji bloku o 20 lat. Po retroficie nastąpił wzrost sprawności bloku o 3,6 proc. (47,7 proc.).

Tadeusz Witos, Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna

„Realizujemy przedsięwzięcia inwestycyjne związane z modernizacją bloków energetycznych o łącznej wartości 13 mld zł. Najwięcej w Elektrowni Bełchatów. Tam program retrofitu przewiduje dostosowanie parametrów bloków do dyrektywy IED. Ponadto wydłużamy pracę tych bloków do 2035 r., zwiększamy ich moc (przeważnie do 390 MW) i sprawność średnio o 2 proc. (w bloku nr 6 o ponad 3 proc.) – zaczął swoje wystąpienie wiceprezes Witos. PGE dostosowuje bloki do wymogu dyrektywy IEG. Pierwszy program modernizacji – retrofitu zaczęto realizować w Bełchatowie na początku XXI wieku i dotyczył bloków od 3 do 12. mamy już zrealizowanych 5 modernizacji. W marcu tego roku oddano do eksploatacji blok nr 7. W trakcie ruchu

regulacyjnego jest blok nr 8. - Przed nami jest jeszcze modernizacja 4 bloków. Mamy na te modernizacje zawarte kontrakty. Prowadzimy postępowania przetargowe w sprawie modernizacji bloku nr 2. Zakończyliśmy w ubiegłym roku budowę instalacji odsiarczania na blokach 1 i 2 - mówił. W Elektrowni Turów koncern wyłączy wkrótce ostatni stary blok nr 10 (objęty derogacją do końca tego roku). W Elektrowni Opole nie trzeba dostosowywać bloków do wymogów dyrektywy w zakresie emisji SO₂, bo jej bloki energetyczne są wyposażone w odpowiednie instalacje. - Musimy jedynie ograniczyć emisję tlenków azotu. Zrobiliśmy już to na bloku nr 3, mamy też umowę na wykonanie instalacji obniżających emisję tlenku azotu także na pozostałe bloki – stwierdził Witos. W Elektrowni Dolna Odra pod koniec tego lub na początku przyszłego roku PGE wyłączy blok nr 3 (ma derogację na 20 tys. godzin pracy). W tej elektrowni trwają również modernizacje obniżające emisję tlenku azotu. W Elektrociepłowni Bydgoszcz koncern chce istniejące kotły dostosować do emisji dwutlenku siarki i dwutlenku azotu. - W pozostałych elektrociepłowniach chcemy wypełnić wymogi dyrektywy IED poprzez budowę nowych bloków parowo-gazowych. Te inwestycje są jednak zagrożone z uwagi na nierozstrzygnięcie kwestii wsparcia systemowego dla tych źródeł (tzw. żółte certyfikaty) – zakończył wypowiedź wiceprezes.

Krzysztof Zborowski, Doradca Zarządu ENEA Wytwarzanie ds. budowy Bloku XI

Program rozwoju dla ENEA Wytwarzanie zakłada wydłużenie czasu pracy bloków 200 MW do roku 2028. Wdrożono działania mające na celu przedłużenie żywotności podstawowych elementów turboszespołów. Zapewni to poprawę parametrów techniczno-ekonomicznych oraz dalszą i bezpieczną eksploatację. Działania techniczne zmierzające do przedłużenia czasu eksploatacji bloków 200 MW w ENEA Wytwarzanie są zgodne z inicjatywą podjętą przez wszystkie polskie elektrownie eksploatujące bloki energetyczne. Celem podjętej inicjatywy jest opracowanie jednolitych zasad eksploatacji tych jednostek i przedłużenie czasu ich efektywnej pracy powyżej 300 tys. godzin. Krzysztof Zborowski poinformował, że prace wspólnego międzyelektrownianego zespołu, powołanego z inicjatywy Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie we wrześniu 2011 roku, powinny zostać zakończone w maju 2013 roku. Cele przeprowadzanych modernizacji i rewitalizacji to: wydłużona żywotność korpusów części

(WP i SP) turbiny oraz ich komór zaworowych (żywność wydłużona do co najmniej 85 000 godzin), uzyskanie sprawności wewnętrznej części WP na poziomie co najmniej 85 proc., zwiększenie mocy części WP o co najmniej 3 MW, zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła dla części WP o co najmniej 100 kJ/ kWh. Do dziś w ENEA Wytwarzanie wykonano trzy modernizacje na blokach nr 3, 4 i 6. - Obecnie trwa modernizacja na bloku nr 8. W oparciu o wykonane analizy zmodernizowano części WP turbiny oraz zrewitalizowano korpusy wewnętrzne i zewnętrzne części WP i SP turbiny oraz komory zaworów odcinających i regulacyjnych tych części - mówił. W ocenie Zborowskiego najważniejsze ryzyka związane z przedłużaniem eksploatacji urządzeń energetycznych to techniczne (bezpieczeństwo, dyspozycyjność), ekonomiczne (wysokość i warunki polis ubezpieczeniowych) i prawne (prawo unijne – restrykcyjne i nie przewidywalne, standardy techniczne – ich brak). - Możemy złagodzić powstające ryzyka poprzez odpowiednią politykę państwa na unijnym forum oraz przyjęcie odpowiednich technicznych standardów dotyczących modernizacji/retrofitów i utrzymania stanu technicznego - dodał. Zdaniem Zborowskiego warunkiem sukcesu modernizacji bloków energetycznych jest utrzymanie stanu technicznego według standardów mających status przepisów państwowych w zakresie: badań, ocen stanu technicznego i prognozowania trwałości, nadzoru diagnostycznego i kontroli eksploatacji, wymiany doświadczeń eksploatacyjnych oraz technologii remontowych.

Sebastian Faruga, Departament Zarządzania Majątkiem, Tauron Wytwarzanie

Turon posiada 32 bloki z kotłami pyłowymi (10 o mocy 200 MW każdy i 12 o mocy 120 MW każdy). Oprócz tego Tauron ma 7 bloków fluidalnych oraz 8 innych bloków i układów kolektorowych. W ocenie Farugi bloki pyłowe o mocy 200 MW trudno uznać za przestarzałe. - One podobnie jak w PGE na koniec lat 90-tych przeszły gruntowną modernizację przez co dotrzymują parametrów emisji. Jedynie wyposażamy je w instalacje ograniczające emisje tlenków azotu. Jesteśmy na półmetku realizacji tych inwestycji - mówił. Ten czas Turon wykorzystuje też na modernizację wspomnianych 10 bloków pyłowych (ich łączna moc to 2250 MW). - Z racji, że nie jest tam dużo elementów do wymiany, to całkowity koszt tej modernizacji wyniesie nieco ponad 1 mld zł, tj. cena za która można wybudować jeden nowy blok. Tym samym widzimy, że modernizacja zdecydowanie się opłaca. Eksploatacja tych

bloków będzie przedłużona do 2030 roku - podkreślił. Zupełna odmienna sytuacja jest w przypadku 12 bloków 120 MW (łącznie ich moc to 1450 MW). Dwa z nich już przestały funkcjonować. Dwa pozostałe wyłączone zostaną w połowie tego roku pomimo, że nie wykorzystają jeszcze swojego limitu produkcyjnego określonego w derogacji. Niemniej Tauron je zamyka z powodów ekonomicznych, bo koszt produkcji energii elektrycznej jest wyższy niż cena energii na rynku w hurcie. Cztery kolejne bloki koncern chce zgłosić do derogacji IED. I cztery następne są planowane do interwencyjnej rezerwy zimnej. - Od 2019 r. nie będziemy mieli praktycznie w Tauronie żadnego bloku o mocy 120 MW – mówił Faruga. Z kolei Elektrownia Blachownia (moc 166 MW) będzie wyłączona po 2015 r. ponieważ kończy się umowa na paliwo – gaz koksowniczy. W Elektrociepłowni Bielsko-Biała Tauron zastępuje stare układy kolektorowe o łącznej mocy 81 MW nowym blokiem ciepłowniczym o mocy 50MWe i 106 MWt. Blok ten wyposażony jest też w akumulator ciepła co poprawi jego efektywności ekonomiczną. Według zapewnień Farugi wkrótce blok będzie przekazany do eksploatacji. W Elektrowni Jaworzno III i II wymieniono stary kocioł pyłowy na kocioł fluidalny na biomasę (udział biomasy agro na poziomie 20 proc.) – blok jest przekazany już do eksploatacji. - W Elektrowni Stalowa Wola przebudowaliśmy kocioł OP 120, aby mógł spalać biomasę i dzięki temu przedłużyliśmy jego pracę. No i najistotniejsza nasza inwestycja, to nowy blok w Elektrowni Jaworzno (moc 910 MW), który zostanie przekazany do eksploatacji w 2018 r. Przynajmniej w części ten blok energetyczny (910 MW w Elektrowni Jaworzno) zrekompensuje nam odstąpienie tzw. studwudziestek – zakończył swoją wypowiedź Sebastian Faruga.

Dyskusja:

Pytanie: **Jakub Gralewski** - Jak jest rola energetyki prosumenckiej w programowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną przez PSE?

Na pytanie odpowiedział **Cezary Szwed**, PSE: – Realizujemy program DSM. To jest program o wielkiej skali dla projektów mierzonych w dziesiątkach megawatów. W jego ramach chcemy zbierać tyle mocy (do 2016 r. ok. 200 MW), aby odciążyć system. Uczestniczymy też w programach pilotażowych, które są adresowane bezpośrednio do odbiorców końcowych.

Programy te prowadzone są przez koncerny energetyczne Turon i ENERGA. W ramach tych programów opracowywane są mechanizmy wymiany informacji z odbiorcami o cenie energii, tak aby klient mógł podjąć decyzję czy mu się opłaca wyłączyć swoje urządzenie np. w godzinach szczytu poboru energii i uruchomić je w godzinach nocnych kiedy energia jest tańsza.

Komentarz: prof. **Andrzej Gardzilewicz**, PAN - Przepisy UE w zakresie ograniczania emisyjności pracy bloków energetycznych muszą być zweryfikowane. Nie wyobrażam sobie, aby odbiorcy energii z powodu tych regulacji po 2016 r. nie mieli prądu.

Pytanie: **Grzegorz Dębiński**, Zakład Ciepłny w Koninie - Mówi się o wyłączeniu 5-6 tys. MW. Tymczasem koncernom energetycznym wystarczy to co muszą zmodernizować i w zasadzie nie wykazują aktywności, aby uzupełnić te zasoby które mają być wyłączone. Rozumiem, że może nie być pieniędzy. Jakie środki ma resort gospodarki, aby wyegzekwować od koncernów energetycznych odbudowę potencjału energetycznego kraju? Pytam o to, bo trudno będzie wymóc takie działania skoro są to podmioty prywatne.

Odpowiedź: **Edward Słoma**, MG - Ministerstwo może jedynie oddziaływać na inwestorów poprzez regulacje, które będą ułatwiały funkcjonowanie tych przedsiębiorstw na konkurencyjnym rynku energii. Chodzi o takie regulacje, które pozwalają określić strategiczny cel państwa w zakresie miksu energetycznego. Nie będziemy ingerować w to kto ile chce wyprodukować energii. To te przedsiębiorstwa muszą podjąć decyzję o inwestycjach i znaleźć klienta na energię. Cieszy nas natomiast odpowiedzialność biznesowa tych firm, że odbudowują swoje moce energetyczne poprzez inwestycje w retrofit, bo to stosunkowo prosta i szybka metoda przywrócenia do pracy posiadanych zdolności wytwórczych. Nowe moce pojawią się jak rynek da sygnał, że ich potrzebuje.

Pytanie: **Maciej Chmielniczuk**, PGE - W kontekście dyrektywy IED trwa przegląd najlepszych dostępnych technologii (BAT), aby jeszcze zaostrzyć obecne kryteria emisyjności po 2018 r. Czy są takie technologie, które pozwolą na retrofit instalacji, aby spełniły te zaostrzone kryteria np. ograniczenie emisyjności NOX do poziomu poniżej 100 mg/MWh?

Odpowiedź: **Krzysztof Burek**, Rafko - Oczywiście takie technologie są i nimi dysponujemy. Jeżeli chodzi o redukcję wspomnianych NOX-ów to mamy technologię, która pozwala nam na zmniejszenie emisji do 50 mg/MW, a nawet do 12 mg/MW. W niektórych projektach, które realizujemy taka opcja jest już ujęta. Właśnie przy tych inwestycjach założono tę niepewność jaka wynika z regulacji prawnych w UE, a w szczególności z limitami emisji. Reasumując mamy takie technologie, które pozwalają nam obniżyć emisje wszystkich gazów i pyłów poniżej istniejących i planowanych wielkości.

WNIOSKI:

- **W zakresie modernizacji bloków energetycznych, retrofitu polskie firmy wykonawcze należą do czołówki europejskiej**
- **modernizacje/retrofit jest najefektywniejszą metodą podnoszącą efektywność funkcjonowania bloków energetycznych nie tylko w kwestii poprawy parametrów technicznych ale też w zakresie ponoszonych kosztów inwestycyjnych**
- **inwestycje w nowe moce energetyczne są konieczne i niezbędne, bo modernizacje/retrofit istniejących instalacji w kontekście wzrastającego zapotrzebowania na energię nie zbilansuje tych potrzeb**

Raport z debaty opracował: Krzysztof Kochanowski, dyrektor ds. komunikacji strategicznej, Procesy Inwestycyjne