

Dagmara Kafus, Wydawnictwo „Nowa Energia”

O kogenerację trzeba walczyć!

Podczas Panelu Dyskusyjnego na IV Konferencji „Nowej Energii” „Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie”, która odbyła się w dniach 11-12 kwietnia 2017 r. w Łodzi, poruszono aspekty dotyczące stosowanych technologii, realizowanych inwestycji, programu 200+, zgazowania węgla, itd. Panel Dyskusyjny angażował nie tylko zaproszonych panelistów, lecz również pobudził do żywej dyskusji uczestników Konferencji, którzy chętnie zadawali pytania.

Kogeneracja zapewnia wzrost sprawności energetycznej, przyczyniając się do zmniejszenia znacznej ilości paliwa i ograniczenia emisji dwutlenku węgla oraz innych szkodliwych związków chemicznych. Tak więc za przykładem Sławomira Burmanna, wiceprezesa zarządu PTEZ, członka zarządu - dyrektora ds. operacyjnych Veolia Energia Łódź S.A., na wstępie opracowania należy podkreślić - o kogenerację trzeba walczyć!

W Panelu Dyskusyjnym udział wzięli (wg alfabety): prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda, dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej; Piotr Czopek, główny specjalista w De-

partamencie Energii Odnawialnej Ministerstwa Energii; Jerzy Kurella, ekspert Instytutu Stanisława; dr inż. Aleksander Sobolewski, dyrektor Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla oraz Jacek Piekacz, członek zarządu PTEZ, dyrektor ds. regulacji i relacji zewnętrznych EDF Polska S.A. Moderatorem Panelu był prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, dyrektor Centrum Energetyki na AGH.

Wprowadzeniem do Panelu Dyskusyjnego był referat Jerzego Kurelli pt. „Jaka jest przyszłość kogeneracji w Polsce? - zdaniem praktyka”. Następnie goście zostali zaproszeni do dyskusji i odpowiedzi na pytania zadawane przed moderatorem wydarzenia.



Prof. W. Nowak: Zaczę od pytania do prof. Krzysztofa Badydy. Panie profesorze, kogeneracja to nie tylko elektryczność i elektrociepłownia, ale to również kogeneracja przemysłowa. Proszę o wypowiedź na temat wielkich bloków parowo-gazowych, które powstały w ramach Grupy Orlen.



Prof. K. Badyda: Tak się składa, że PKN Orlen jest dosyć specyficznym podmiotem, ponieważ jest wielką korporacją posiadającą majątek nie tylko w Polsce, ale również poza granicami naszego kraju. W związku z tym jest dysponentem kilku elektrociepłowni, w tym elektrociepłowni znajdujących się poza Polską. W swojej wypowiedzi skupię się jednak na tych obiektach, które znajdują się w naszym kraju.

Na początku kwietnia br. byłem z wizytą w elektrowni we Włocławku, gdzie trwają ostatnie chwile przed przekazaniem zakładu do eksploatacji właścicielowi, czyli PKN Orlen. Elektrownia we Włocławku jest obecnie, po praktycznie zakończonej realizacji największym tego typu obiektem w Polsce. Powstały blok gazowo-parowy o mocy 463 MWe jest większy od bloku w Elektrociepłowni Lublin Wrotków o mocy 235 MWe, która była do tej pory największa. Obiekt ten istotnie różni się od pozostałych elektrociepłowni. Mamy tutaj do czynienia z kogeneracją, której odbiorca ma dosyć specyficzne cechy. Elektrownia we Włocławku będzie wytwarzać ciepło i energię elektryczną, tak aby zabezpieczyć dostawę energii elektrycznej, a przede wszystkim stanie się źródłem pary technologicznej dla spółki Anwil. Charakter pracujących tutaj instalacji zapewni stabilne zapotrzebowanie technologiczne przez cały rok, również poza sezonem grzewczym. W Elektrowni mamy zatem regularny pobór energii cieplnej, co zapewni stabilną pracę obiektu. Myślę, że bazując na tym przykładzie, można inaczej podchodzić do kwestii biznesu kogeneracyjnego.

Drugi obiekt PKN Orlen i kolejna największa instalacja gazowo-parowa

o mocy 596 MWe, to inwestycja znajdująca się na terenie Zakładu w Płocku, gdzie zastosowano turbinę klasy H firmy Siemens. W tym przypadku mamy do czynienia z największą w Polsce elektrociepłownią przemysłową (powinno tak być po jej uruchomieniu, przewidywanym na koniec br.), gdzie znajduje się kilka poziomów odbioru ciepła technologicznego w parze, od wysokiego do średniego ciśnienia. Blok będzie dostarczał parę technologiczną do kolektorów istniejącej Elektrociepłowni, jak również energię elektryczną do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Również w tym przypadku mamy bardzo ograniczoną sezonowość oraz stabilny odbiór pary. Nakłada się na to możliwość wejścia nowego obiektu, który daje określone korzyści, tzn. znaczące powiększenie możliwości produkcyjnych po stronie energii elektrycznej. W tym momencie PKN Orlen stanie się już bardzo znaczącym graczem na rynku, gdyż będzie mógł prawdopodobnie „sterować” swoją własną produkcją i rozsyłać ją do ogromnej sieci swoich odbiorców. Jest to unikalna w świecie instalacja, gdyż obok już istniejącej dużej elektrociepłowni parowej powstanie duża, druga elektrociepłownia i będą one połączone po stronie parowej.

W latach 90., mieliśmy do czynienia z sytuacją w Polsce, gdzie nasz kraj na rynku europejskim był trzecim, co do ilości źródeł emisji zanieczyszczeń - zaraz po Związku Radzieckim i NRD. Oczywiście tych dwóch państw już nie ma, ale oznacza to, że mogliśmy mieć wówczas pierwszą pozycję, co na szczęście się nie stało. Zaczynaliśmy od emisji tlenków siarki na poziomie 3 mln ton SO_2 . Obecnie schodzimy z poziomu 800 tys. na 400 tys. ton SO_2 . Świadczy to o tym jaką ścieżkę przebyliśmy. Myślę, że zrobiliśmy olbrzymi krok w tym zakresie, nawet jeżeli w ostatnich latach tylko trochę mniej procentowo zredukowaliśmy emisje, w relacji do naszej konkurencji (Niemcy). Skala redukcji emisji w okresie wieloletnim jest wielokrotna.

Prof. W. Nowak: Niedaleko Płocka znajduje się Toruń. Kolejne pytania

kieruję zatem do Jacka Piekacza, aby przedstawił nam, co dzieje się w Toruniu.



J. Piekacz: W elektrociepłowni w Toruniu zainstalowane są kotły wodne opalane węglem o łącznej mocy cieplnej ponad 330 MWt oraz mała jednostka kogeneracyjna. System ciepłowniczy Torunia ogrzewa ponad 100 tys. mieszkańców, a moc zamówiona jest bliska zainstalowanej. Kilka lat temu, podobnie jak wszystkie inne firmy ciepłownicze, stanęliśmy przed dylematem, jakie inwestycje należy podjąć, aby dostosować nasz zakład do spełnienia wymogów dyrektywy IED. Decyzja którą wówczas podjęliśmy była optymalna z punktu widzenia mieszkańców Torunia. Mianowicie był to plan budowy nowej elektrociepłowni składającej się z dwóch turbin gazowych wraz z kotłami odzysknicowymi oraz kotłów szczytowo-rezerwowych wykorzystujących paliwo gazowe lub olej o łącznej zainstalowanej mocy cieplnej całego zakładu wynoszącej 358 MWt oraz mocy elektrycznej ok. 100 MWe. Musieliśmy się spieszyć z realizacją tej inwestycji, bo uzyskane derogacje 17 500 godzin oznaczały, że do końca 2017 r. stare kotły węglowe muszą zostać wyłączone z eksploatacji.

Realizacja zadania ruszyła w lipcu 2015 r., a 21 kwietnia 2017 r. Elektrociepłownia w Toruniu została przekazana do eksploatacji po uzyskaniu koncesji na wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Jest to nowoczesny obiekt, który będzie zapewniał mieszkańcom Torunia ciepło na długie lata, a także poprawi bezpieczeństwo energetyczne w zakresie zasilania w energię elektryczną miasta i regionu.

W czasie, kiedy podejmowaliśmy decyzję odnośnie tej inwestycji zgłosi-

ła się do EDF Toruń spółka Lux Veritatis z wnioskiem o przyłączenie do sieci ciepłowniczej i odbiór ciepła z wody wydobywanej z odwiertów geotermalnych. Ponieważ wniosek nie był kompletny poprosiliśmy o jego uzupełnienie ze względu na braki formalne. Zaproponowaliśmy też przedstawicielom Spółki powołanie wspólnego zespołu roboczego w celu znalezienia optymalnego rozwiązania dla odbioru oferowanego ciepła. Problemem od początku było to, że temperatura wody z geotermalnego źródła wynosi ok. 62°C, podczas gdy system ciepłowniczy toruński pracuje z zastosowaniem tabeli regulacyjnej 130/61°C, co oznacza, że temperatura wody zasilającej ma przez większą część roku ponad 80°C, a woda powrotna ma zwykle ok. 50-60°C. Po analizach i dyskusjach zaproponowaliśmy, aby ciepło termalne było przekazywane do sieci poprzez wymiennik do rurociągu wody powrotnej z sieci. Takie rozwiązanie pozwala optymalnie wykorzystywać właściwości termiczne toruńskiego źródła wody geotermalnej (max. 62°C) bez konieczności jej dodatkowego podgrzewania.

Ponieważ odwierty znajdują się na drugim krańcu miasta w stosunku do nowej elektrociepłowni, to tam byłby możliwy odbiór ciepła dostarczanego ze źródeł wody geotermalnej. W tym kierunku toczyły się rozmowy przedstawicieli Lux Veritatis i EDF Toruń przez ostatnie dwa lata. Wyglądało na to, że nasza propozycja zostanie przyjęta. Niestety później nastąpiła rezygnacja z dalszych rozmów bez podania konkretnego powodu. Ostatnio Lux Veritatis powróciła do wniosku o przyłączenie swojej instalacji geotermalnej do sieci zasilającej system ciepłowniczy Torunia ciepłem z odwiertu geotermalnego, które będzie podgrzewane pompami ciepła, a dodatkowo kotłami gazowymi.

Oczekujemy na kontynuację rozmów dla wypracowania rozwiązań uwzględniających interes prawny i ekonomiczny obu stron, ale także korzyści i bezpieczeństwa dostaw ciepła dla odbiorców.

Prof. W. Nowak: Kolejne pytanie kieruję do Aleksandra Sobolewskiego.

Bardzo dużo mówi się o planowanych inwestycjach w zakresie bloków 500 MW, wykorzystujących proces zgazowania, oczywiście w jednej wybranej technologii, czyli technologii japońskiej. Akurat mieliśmy okazję przyglądać się tej technologii, i przy niej pracować. Wiemy również, że IChPW koordynował pracę w zakresie wykorzystywania zgazowania do produkcji metanolu. Moce, które można uzyskać w tym procesie to 200 MW. Proszę zatem o wypowiedź w tym temacie.



A. Sobolewski: Rzeczywiście zgazowanie jest bardzo ciekawym procesem, na który również należy patrzeć pod kątem kogeneracji. W swojej wypowiedzi nie chcę przesądzać wyników analiz, zwłaszcza, że ostatnio są one przedmiotem dyskusji politycznych i medialnych. Mogę jedynie powiedzieć o tym, co mówią obecnie eksperci na świecie. Wszystkie rachunki bilansowe potwierdzają, że najbardziej efektywne jest zgazowanie węgla w powiązaniu z produkcją chemiczną. Najczęściej jest to układ, z którego mamy trzy produkty: ciepło, energię elektryczną i produkty chemiczne, na które gaz syntezowy jest konwertowany, i w ten sposób najefektywniej wykorzystany. Trudno na dzień dzisiejszy przesądzać, czy najlepszym rozwiązaniem jest metanol, amoniak, czy jakiegokolwiek inne rozwiązanie. Oprócz wspomnianych, obecnie na świecie dwa z nich robią furorę. Jedno to zgazowanie do SNG, czyli produkcja odpowiednika gazu ziemnego, który następnie wprowadzany jest do sieci przesyłowej, a drugie to produkcja syntetycznych paliw płynnych. W ostatnim przypadku opłacalna skala przerobu węgla jest jednak o wie-

le wyższa. Dzisiaj w Polsce najbardziej zaawansowany projekt zgazowania węgla realizowany jest przez Grupę Azoty w Kędzierzynie. Głęboko wierzę w to, że zostanie on zrealizowany.

Bardzo ciekawą, zupełnie inną sprawą, o której również warto wspomnieć są układy zgazowania o mniejszych mocach, zaprojektowane na paliwa niepełnowartościowe. Doskonale zdajemy sobie sprawę, że dyskutowana w ME ustawa nt. jakości paliw stałych, będzie eliminowała muły węglowe z gospodarki indywidualnej. Na rynku pozostanie więc kilka mln ton materiału, który w żadnym wypadku nie powinien pojawiać się w domowych paleniskach indywidualnych, gdyż powoduje fatalną emisję pyłów. Realnie, to co możemy w tym momencie zrobić z mułami, to zaproponować wykorzystanie do ich utylizacji dedykowanych kotłów fluidalnych albo procesu zgazowania. Ja osobiście jestem za zgazowaniem, a wszystkie wyliczenia w tym temacie wyglądają bardzo obiecująco. Myślę, że takie układy w szczególności w pld. Polsce mogłyby załatwić dwie bardzo ważne sprawy. Z jednej strony rozwiązać problem ekologiczny - ograniczyć niską emisję, a z drugiej zaoferować atrakcyjne cenowo paliwo dla energetyki i ciepłownictwa.

Wracając do technologii zgazowania węgla, przykładem mogą być technologie japońskie, amerykańskie, klasyczne układy Shell i General Electric, jak również cały zestaw chińskich technologii. Chińskie są technologiami na bardzo wysokim poziomie, ponieważ obecnie chińczycy budują najwięcej reaktorów zgazowania na świecie. Są one również o ok. 20% inwestycyjnie tańsze od technologii o tych samych parametrach oferowanych przez globalne koncerny z krajów wysokorozwiniętych. Patrząc kogeneracyjnie na proces zgazowania, najkorzystniej jest budować instalację blisko zakładu chemicznego, gdyż w tym przypadku mamy od razu odbiór gazu syntetycznego, a ponadto każdy zakład chemiczny to studnia odbioru ogromnej ilości ciepła. Biznesowo jest to więc najkorzystniejsze rozwiązanie.

Prof. W. Nowak: IChPW prowadzi również badania w temacie zgazowania mułłów węglowych. Zagospodarowanie tego paliwa odpadowego powoduje, że z rynku „ściągamy” muły węglowe, które nie będą kierowane do palenisk domowych. Czy może być to rozwiązanie problemu niskiej emisji?

A. Sobolewski: Obecnie mamy podpisaną uchwałę antysmogową w Małopolsce oraz uchwałę antysmogową, przegłosowaną przez sejmik na Śląsku, co spowoduje zatrzymanie zbytu mułłów węglowych w gospodarce komunalnej. Jako, że nie będzie również możliwości ich składowania, technologie zgazowania mogą być bardzo dobrą odpowiedzią na ten problem. Patrząc natomiast bardziej realistycznie potrzebujemy na te inwestycje sporo czasu, ponieważ nie są one tanimi rozwiązaniami.

Prof. W. Nowak: Jak będzie wyglądał system wsparcia kogeneracji w 2017 r.?



P. Czopek: W tym momencie nie wiadomo, jak będzie wyglądał system wsparcia kogeneracji konwencjonalnej. Poruszę więc temat kogeneracji odnawialnej, która w mojej opinii w przyszłości będzie zyskiwała na znaczeniu. Jednym z elementów pakietu zimowego jest projekt nowej dyrektywy „ozowej”, tzw. RED II, w którym wiele miejsca poświęcono rozwojowi ciepła z OZE i kogeneracji. Przypomnę, że w dyrektywie znajdują się przepisy mówiące o tym, że państwa członkowskie powinny zwiększać ilość wytwarzanego ciepła, właśnie ze źródeł odnawialnych. Projekt dyrektywy RED II mówi również o możliwościach wsparcia instalacji biomasowych, większych niż 20 MW,

gdzie możliwość wsparcia otrzymają tylko instalacje CHP. Oznacza to, że jeżeli będziemy budować energetykę opartą na biomasie powyżej 20 MW, nie będzie możliwości wsparcia układów wytwarzających tylko energię elektryczną. W chwili obecnej jest to jedynie projekt dyrektywy RED II, w której mamy nadzieję, że zostaną wyprowadzone drobne korekty w tym obszarze. Stawia to więc przed nami bardzo duże wyzwania. Mecenass Kornasiewicz wspominał o ustawie OZE i systemie wsparcia. Ustawa OZE zakłada rozwój instalacji CHP biomasowych. W tym roku przewidziano aukcje, na których instalacje te mogą występować i być budowane. Przypomnę też, że w marcu wyszło rozporządzenie mówiące o cenach referencyjnych wskazujących górną granicę z jaką można przystąpić do aukcji. Względem tego co było w zeszłym roku ceny te, w odniesieniu do instalacji CHP biomasowych, zostały podniesione ponieważ ME wskazuje, że jest to pożądaný kierunek rozwoju. Dodam też, że w tym roku przewidziane są aukcje na rozwój instalacji TPOK. Mamy nadzieję, że również te instalacje, które są obecnie budowane (m. in. Zabrze i Rzeszów) wezmą w nich udział i będą produkowały część energii z frakcji biodegradowalnej, czyli biomasy.

Zatem kogeneracja to nie tylko kogeneracja gazowa, czy węglowa, ale też odnawialna i zwracam uwagę, że w tym kierunku powinniśmy pójść. Bardzo się cieszę, że podczas Konferencji wiele miejsca poświęcono małym instalacjom. W ME mocno promujemy ten obszar, m. in. poprzez klastry energii, w które świetnie wpisują się małe obiekty kogeneracyjne.

J. Piekacz: W ramach Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) zajmowałem się systemem wsparcia. Polski rząd w momencie przyjęcia w 2013 r. ustawy o przedłużeniu systemu wsparcia dla energii produkowanej w kogeneracji zdecydował się na sprawdzenie, czy nie wymaga on notyfikacji w KE. Projekt przesłano do Komisji

a uzgodnienia pomiędzy KE z polskim rządem zajęły ponad 3 lata. Ostatecznie KE wyraziła zgodę na funkcjonowanie systemu certyfikowanego do 2018 r.

Zgodnie z Wytycznymi KE w sprawie pomocy publicznej w zakresie środowiska i energii z 2014 r. nowy system wsparcia nie może już być oparty o certyfikaty, a jedynie może to być system aukcyjny. Dlatego też PTEZ działając z innymi organizacjami, t.j. Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, Izłą Gospodarczą Gazownictwa, a także Izłą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, przygotował projekt aukcyjnego systemu wsparcia, który w 2016 r. został przedłożony ministrowi Krzysztofowi Tchórzewskiemu oraz wiceministrowi Andrzejowi Piotrowskiemu. System zakłada wsparcie zarówno dla nowych, jak i dla istniejących elektrociepłowni. Istotną rolę w ustalaniu wysokości wsparcia dla jednostek kogeneracji odgrywa w tym projekcie prezes URE. Mamy nadzieję, że przedstawiony projekt zostanie szczegółowo przeanalizowany przez przedstawicieli ME i w takiej lub zmodyfikowanej formie wdrożony od 2019 r.

Prof. W. Nowak: W pełni zgadzam się z tezą, że potrzeba poszukiwać wsparcia w społeczeństwie i powiązać kogenerację z niską emisją. Proszę zdać sobie jednak sprawę, że w tej chwili określenie niską emisją wzbudza kontrowersje w społeczeństwie, które mówi: *-Po co zajmujecie się niską emisją, skoro ona jest niska?* Popętniamy często błędy merytoryczne, które należy niwelować. Pracując w Krakowie stwierdzam, że nigdy nie było tak dużo konferencji poświęconych ciepłownictwu, kogeneracji, elektromobilności, jak w okresie zimowym. Obecnie sprawy w tym temacie ucichły, ponieważ okres ten się skończył. Myślę więc, że kolejna konferencja „E-mobility” organizowana przez Wydawnictwo „Nowa Energia” w dn. 20-21 czerwca br. w Krakowie pomoże znowu odświeżyć temat.

Kolejnym pytaniem kieruję do Jerzego Kurelli. Panie prezesie, jako, że w kraju

mamy 44 bloki 200 MW, które mogłyby zostać zmodernizowane, a w pewnym okresie w Polsce wypracowaliśmy program dla ME pod nazwą 200+. Proszę powiedzieć kilka słów na temat tego programu.



J. Kurella: Podpisuję się pod programem 200+. Podczas mojej niedługiej kadencji na funkcji prezesa Tauronu, był to już wtedy projekt dla nas niezwykle istotny. Trudno jeszcze dziś powiedzieć, czy program 200+ będzie remedium na wszystkie kwestie związane ze swoistą rewitalizacją źródeł wytwórczych w polskiej energetyce. Przed osobami odpowiedzialnymi za energetykę, i to po stronie decydentów politycznych, jak i po stronie menadżerów spółek energetycznych, stoją bardzo poważne wyzwania związane z docelowym kształtem tej części gospodarki. Od tej odpowiedzialności nie ma ucieczki. Natomiast, jak to często bywa, problemem jest strach przed podjęciem decyzji. Niestety ten strach jest często większy niż strach przed konsekwencjami jej nie podjęcia. Według mnie program 200+, czyli renowacja bloków 200 MW, jest dla Grupy Tauron korzystny pod względem ekonomicznym, i w kontekście funkcjonowania Tauronu na rynku mocy, którego obecnie spółka jest i może być również w przyszłości beneficjentem. Parę tygodni temu doszły do mnie informacje, że program ten został zaakceptowany przez Zarząd i przeszedł do kolejnego etapu analiz. Mam nadzieję, że program 200+, który też trzeba sobie jasno powiedzieć nie jest rozwiązaniem prostym i pozbawionym ryzyk, zostanie wdrożony. Aby jednak mógł

on właściwie zafunkcjonować, należy przekonać KE do właściwych rozwiązań w pakiecie zimowym. Uważam, że nie powinniśmy skupiać się wyłącznie na dużych inwestycjach, ale też z dużą atencją podchodzić do mniejszych realizacji. Oczywiście dziś kluczową sprawą dla Tauronu jest doprowadzenie do szczęśliwego finału inwestycji w Jaworznie. Skala tej inwestycji robi wrażenie i w sposób naturalny skupia powszechną uwagę. Niestety nieco inaczej jest z renowacją czegoś małego, co może być nieefektywne, nawet jeśli może być efektywne.

Prof. W. Nowak: Ponieważ mamy wspaniałych panelistów, którzy chętnie odpowiedzą na wszystkie pytania, chciałbym w tym momencie poprosić o zadanie pytań z sali.



Prof. M. Kryłowicz, Politechnika Łódzka: Uczestniczyłem niedawno w konferencji poświęconej modernizacji bloków 200 MW. Okazało się, że większość zebranych stwierdziła, iż niestety nie ma co modernizować. Śmiałem twierdzić, że 40.-letnia maszyna, która nigdy nie była dobra, mimo wymiany części nieskopreżnej nadal zostanie daleko w tyle. Trzeba by postawić w to miejsce nowe turbiny. Jakiś efekt uzyskamy tą drogą, ale czy naprawdę? Mówimy tutaj również o perspektywie energetyki. Proszę mi odpowiedzieć, na jakim paliwie będziemy bazować? Węgiel czy gaz? Jeżeli gaz, to skąd będzie on pochodził?

J. Kurella: Jestem w niesłuchanie trudnym położeniu. Po pierwsze w 2006 r. byłem szefem zespołu negocjacyjnego, który negocjował kontrakt jamalski. Wówczas, pełniąc funkcję dyrektora Departamentu Prawnego PGNiG, podpisa-

nie kontraktu wydawało mi się bardzo wielkim sukcesem. Z jednej strony udało się zabezpieczyć dostawy na pokrycie 2,5 mld m³ luki gazowej, a z drugiej strony przedłużono termin obowiązywania kontraktu. Wtedy staliśmy pod ścianą, ponieważ Polska nie posiadała alternatywnych źródeł dostaw gazu. Negatywną konsekwencją tych negocjacji była podwyżka cen gazu o 10%. W latach 2013-2014 osobiście renegocjowałem kontrakt z Qatargas, w zakresie przesunięcia dostaw gazu do Świnoujścia, z uwagi na kilkunastomiesięczne opóźnienie oddania terminala LNG do użytkowania. Uważam, że w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, dla Polski decyzja o budowie terminala i zakupie gazu LNG od Katarczyków, bądź jakiegokolwiek innego dostawcy (odsylam tu do mojego artykułu nt. budowy tzw. „bojki“ LNG, czyli pływającego terminala w okolicy Trójmiasta), jest bezwzględnie potrzebna i konieczna. Z drugiej strony mam jednak pełną świadomość, że gaz nie rozwiązuje problemów energetycznych Polski. Uważam, że nie uciekniemy od kwestii związanych z węglem. Jeżeli będziemy w stanie zaproponować polski program miksu energetycznego uwzględniający 20% energii z OZE, 30% kogeneracji, a 50% energetyki zawodowej opartej na węglu kamiennym i brunatnym, to możemy w tym wypadku traktować gaz jako element zapewniający Polsce pełne bezpieczeństwo energetyczne. Do tej pory udział gazu w miksie energetycznym Polski w produkcji energii pierwotnej stanowi około 8%, co jednak w skali europejskiej wypada słabo, ponieważ wskaźnik ten kształtuje się na poziomie 12-15%. Moim zdaniem, w perspektywie najbliższych 30 lat, w Polsce nadal głównym paliwem decydującym o kształcie energetyki będzie węgiel. Natomiast powinniśmy robić wszystko, aby co najmniej 50% udział w krajowym mikście energetycznym stanowiły czyste, ekologiczne i najlepiej odnawialne źródła energetyczne. Plan jest ambitny, ale czy jesteśmy w stanie to zrobić w perspektywie do 2030 r., tego nie wiem.



Christian Schnell, ekspert, Instytut Jagielloński: Chciałbym skierować pytanie do Jacka Piekacza. W ramach pakietu zimowego czeka nas plan energetyczno-klimatyczny. Obejmuje on wszystkie działania z perspektywą na lata 2030-2050 w zakresie efektywności energetycznej, sprawności, transportu, czyli wszystkiego co jest możliwe do zaplanowania w energetyce. Jako, że proces się przedłuża, plan trzeba będzie prawdopodobnie złożyć nie do końca 2017 r., a do końca 2018 r. Jak z punktu EDF wygląda przyszłość tego planu i czy faktycznie jest konieczność złożenia go do końca 2018 r.?

J. Piekacz: Poruszony został bardzo ważny temat. Z regulacji wynika, że wszystkie kraje członkowskie muszą przygotować do końca tego roku krajowy plan na rzecz energii i klimatu. Wynika to z dokumentu, który jest jednym z elementów pakietu zimowego. W dokumencie tym jest szczegółowo opisane jakie należy podać dane, wartości i plany dotyczące wypełnienia wymogów unii energetycznej ogłoszonej dwa lata temu. Plan zostanie sprawdzony przez Komisję pod względem zgodności z polityką unii i ostatecznie powinien być przyjęty do końca 2018 r. Będzie to niezwykle cenny dla energetyki dokument, gdyż będzie on pokazywał politykę rządu, zgodną z polityką UE w perspektywie do 2030 r. i dalej. Teraz natomiast plany i przewidywania Polski nie są do końca zgodne z powszechnie przedstawianą polityką europejską. Energetycy są obecnie w bardzo trudnej sytuacji, ponieważ realizacje, które chcieliby przedsięwziąć stoją często w sprzeczności z politykami i zapisami wynikającymi z innych regulacji, np. z: projektu dyrektywy OZE, projektu dyrektywy o rynku energii elek-

trycznej, czy rozporządzenia projektów energii elektrycznej. Zalecałbym dokładne czytanie rozporządzeń, które często są mylnie interpretowane. Powiedziano wiele o problemie: nie istnienia rynku mocy oraz mocach nie spełniających wymogu emisyjności CO₂ na poziomie 550 kg/MWh. W projekcie rozporządzenia jest napisane, że w rynku mocy mogą istnieć nowe jednostki, których decyzja została podjęta po wejściu w życie tego rozporządzenia (wejdzie w 2020 r.), o emisji poniżej 550 kg/MWh, istniejące nie dłużej niż 5 lat od wejścia w życie rozporządzenia, czyli do końca 2024 r. Sądzę jednak, że ten zapis Komisji będzie negocjowany z polskim rządem. Zaś o ile polski rząd przedstawi komisji ambitny plan (np. w zakresie OZE i efektywności podając tezę, że rynek mocy jest potrzebny do przedłużenia funkcjonowania istniejących źródeł i zapewnienia bezpieczeństwa) jest szansa na to, aby okres został przedłużony z 5 lat do 10 lat. 10 lat funkcjonowania takiego rynku mocy pozwoliłoby wydłużyć okres bezpiecznego funkcjonowania źródeł węglowych i powoli przechodzić na energię odnawialną i niskoemisyjną. Czyli na to, co i tak nas w czeka przyszłości.

A. Sobolewski: Uważam, że pełniamy w Polsce błąd niedoceniając roli ekspertów. Musimy odróżnić prace ekspertów od pracy polityków. Eksperti są po to, aby przygotować wiarygodne scenariusze np. scenariusz z energetyką jądrową, czy bez energetyki jądrowej, scenariusz z dominującym OZE, czy też z dużą ilością węgla. Koniecznością jest przygotowanie i opisanie prawdziwych za i przeciw, kosztów ekonomicznych i społecznych, po czym dopiero wtedy położenie ich przed politykami. Nasz błąd polega na tym, że obecnie każda grupa ekspercka chce wybrać za polityków jeden (ich zdaniem) optymalny scenariusz.

Wracając do programu 200+. Czy widzieliście Państwo naprawdę wiarygodny program, nie powierzchowny, ale dogłębnie opracowany - z uwzględnieniem ile to nas będzie kosztować, i jakie są plusy i minusy takiego programu? Ja takiego nie widziałem! Tak długo dopóki nie będziemy profesjonalnie podchodzić

do pracy ekspertów, będziemy żyć mitem! W Polsce mamy wystarczający potencjał intelektualny i potencjał wiedzy, który musimy w końcu do tego wykorzystać.

Prof. W. Nowak: Odniosę się również do programu 200+, ponieważ byłem jego współautorem. Nie działaliśmy na polecenie ministerstwa. Po prostu w gronie ekspertów bardzo dogłębnie ze wszystkimi konsekwencjami został on przeanalizowany. Padło stwierdzenie, że większość jest negatywnie ustosunkowana do 200+, co moim zdaniem nie jest prawdą. Oczywiście zgadzam się z tezą, że: co stare trzeba wyciąć, co nadaje się do rezerwy niech będzie w rezerwie. Program 200+ jest natomiast konkretnie przygotowany i mógłby stanowić początek do negocjacji, o których mówił przed chwilą A. Sobolewski. Wiemy, że NCBR uruchomi środki na realizację 200+, a w Warszawie odbyło się spotkanie, na którym przedstawiono jego zasady. Obecnie prowadzone są dyskusje w tym temacie i uważam, że na pewno zostanie on uruchomiony. W tym programie jest mowa m. in. o dostosowaniu bloków do BAT-ów, o możliwym powstaniu w Polsce duobloków. Jest tutaj też miejsce na zgazowanie węgla.

Poruszając temat paliw uważam, że trzeba wyeliminować z rynku kiepskie paliwa, z których nadal będą robione produkty do kotłów 5 klasy. Ciekawostką jest, że staliśmy się największym importerem odzieży używanej, jednak nie do noszenia. Z tej odzieży robione jest paliwo. Pojawily się rewelacyjne rozwiązania jak można obejść kotły. Ubolewamy nad tym, że w woj. małopolskim dopuszczono kotły 5 klasy na paliwa stałe. W samym Krakowie nie dopuszczono żadnych, ale w województwie, niestety już tak.

J. Kurella: Sprawą modernizacji bloków 200 MW zajmowałem się w październiku 2015 r. Minęło zatem od tego czasu półtora roku, co w moim mniemaniu jest wystarczającą ilością czasu do wypracowania decyzji w tym zakresie. Także brak podjęcia decyzji nie wynika z braku przesłanek do jej podjęcia, ale niestety z braku chęci wzięcia odpowiedzialności za przyjęte rozwiązanie.

□