



Czy jesteśmy przygotowani na kryzys dostaw energii elektrycznej?

Jak wskazuje ostatni raport o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej Ministerstwa Gospodarki, w 2015 r. przewidywany deficyt mocy dyspozycyjnej w systemie w szczycie zimowym wyniesie ok. 95 MW, w 2016 r. – ok. 800 MW, a w 2017 r. – ok. 1 100 MW. Braki mocy dyspozycyjnej w szczycie letnim mają wynieść odpowiednio: 520, 680 i 30 MW. Ta sytuacja wynika z bilansu mocy przewidzianej do wycofania z systemu oraz mocy, która ma być uruchomiona w źródłach obecnie budowanych przy założeniu umiarkowanego wzrostu zapotrzebowania na moc w systemie (ok 1,1% rocznie).

Wg danych PSE, do końca 2015 r. zostanie wycofanych 3816 MW, a do końca 2020 r. – 5782 MW, przede wszystkim w wyniku wdrożenia dyrektywy IED o emisjach przemysłowych. Przez najbliższe 2 lata nie zostaną oddane do eksploatacji żadne duże źródła wytwórcze. Dopiero w połowie 2015 r. może zostać uruchomiony blok gazowo-parowy w Stalowej Woli (ok. 450 MW), a kilka miesięcy później – blok gazowo-parowy we Włocławku (ok. 460 MW). Następnym dużym obiektem gazowym jest Elektrownia Puławy (ok. 840 MW), której uruchomienie jest planowane w końcu 2017 r. W energetyce węglowej, w połowie 2017 r. ma zostać uruchomiona Elektrownia Kozienice II (1 075 MW), a w kolejnych latach Elektrownie: Jaworzno III (910 MW), Turów (460 MW) oraz Opole (2 x 900 MW). Poza tym w latach 2016-2018 zakłada się uruchomienie źródeł gazowych w istniejących obiektach: EC Katowice, Gorzów, Bydgoszcz, Żerań, Pomorzany i Elbląg o niewielkim udziale w bilansie mocy. Należy podkreślić, że przewidziane do budowy elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, stanowią przede wszystkim źródła energii a nie mocy.

Dane te wzbudzają poważny niepokój u energetyków i odbiorców energii. O problemach związanych z przewidywanymi deficytami mocy w najbliższych latach oraz o sposobach zapobieżenia ewentualnemu kryzysowi energetycznemu warto więc dyskutować. Z tego względu kolejną edycję dyskusji redakcyjnej na łamach „Przeglądu Energetycznego”, organizowanej przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, poświęciliśmy tematowi, pod hasłem „Czy jesteśmy przygotowani na kryzys dostaw energii elektrycznej?”

Spośród zaproszonych gości udział w dyskusji wzięli:

- Zbigniew Bicki – Wiceprezes Izby, Energy Management and Conservation Agency S.A.,
- Dr inż. Stanisław Iwan – Senator RP, Wiceprzewodniczący Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki,
- Adam Oleksy – Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu w PSE S.A.,
- Stanisław Poręba – Manager Ernst&Young,
- Wiesław Mariusz Różacki – Wiceprezes Izby, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GMBH,
- Dr inż. Krzysztof Sadowski – Prezes Zarządu ENEA Wytwarzanie S.A.,
- Dr inż. Jerzy Trzeszczyński – Prezes Zarządu „PRO NOVUM” Sp. z o.o.

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

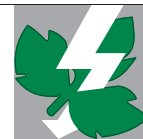
Dalej prezentujemy autoryzowany zapis tej redakcyjnej dyskusji.

• *Problemy będące tematem dzisiejszej dyskusji są trudne, od ich rozwiązania wiele będzie zależało i w gospodarce, i w społeczeństwie. Proponuję abyśmy naszą rozmowę rozpoczęli od oceny realności przewidywanych deficytów mocy.*

– S. Iwan: – Ona będzie zależała nie tylko od bilansu mocy przewidzianej do wycofania z systemu, ale także od polityki inwestycyjnej prowadzonej w elektroenergetyce. Z oddaniem do użytku dużych inwestycji, w okresie przewidywanych deficytów mocy, nie zdążymy. Ale mamy sporo wstrzymanych inwestycji na gazie, których uruchomienie w sposób realny mogłoby załagodzić przewidywane deficyty. Na skalę deficytu mocy i wielkość potrzebnych źródeł w czasie będzie miał również wpływ poziom rozwoju gospodarczego Polski. I tu pojawia się problem, które z prognoz dotyczących



Fot. Monika Witkowiak



wzrostu zużycia energii elektrycznej ziszcą się. Do tego należałoby niejako dołożyć polityki: państwa, URE i PSE S.A., w kontekście polityki klimatycznej Unii.

– **Z. Bicki:** – Nie jest tajemnicą, że od roku 1988 poziom zużycia energii elektrycznej w Polsce jest, w gruncie rzeczy, na tym samym poziomie. W tym czasie dośchód narodowy na głowę mieszkańca wzrósł kilkakrotnie, co oznacza zarazem kilkukrotny spadek elektrochłonności gospodarki. Nasz kraj rozwijał się zatem dotychczas, pomijając pewne wahania niejako po drodze, praktycznie przy zerowym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną. W roku 2013 odnotowaliśmy 0,6% wzrost zapotrzebowania, a wazwyszszy przebieg obecnej zimy, w roku bieżącym zużycie energii elektrycznej będzie pewnie mniejsze niż w roku ubiegłym. W latach najbliższych nie spodziewam się zatem gwałtownego wzrostu zapotrzebowania na energię. Chyba, że Polska będzie eksporterem netto energii elektrycznej.

Z drugiej strony, mamy zobowiązania wynikające z traktatu akcesyjnego owocujące koniecznością zatrzymania pracy starych mocy. Te zobowiązania są jak najbardziej aktualne. Ich realizacja wywoła napięcia, ale nie spowoduje „pojawienia się ciemności w Polsce”. Nie należy zatem straszyć społeczeństwa tym, że energetyka nie poradzi sobie z tą sytuacją. Zwiększony zostanie import, pojawią się działania wzmacniające połączenia międzynarodowe.

Nowych źródeł energii trochę jednak powstaje – Kozienice, Opole, Stalowa Wola. Na końcówce przetargu jest duży blok w Turowie. Energetyka jądrowa, to oddzielny temat. Chciałbym by powstała, ale nie dał bym dziś głowy, że tak się rzeczywiście stanie. Jednak szkoda, że nie powstał Żarnowiec.

• **Za bezpieczeństwo działania systemu energetycznego odpowiada PSE, ale czy ma wystarczające narzędzia prawne i techniczne do zapobiegania zagrożeniom bilansu mocy w systemie? Jakie działania w tym zakresie są niezbędne?**

– **A. Oleksy:** – Posiadamy dane dotyczące przewidywanych deficytów mocy w systemie. Należałoby jednak uściślić – czy chodzi o brak możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie, czy też o brak możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie plus wymagana nadwyżka mocy? Co to jest ta wymagana nadwyżka mocy? Otóż jest to pewien poziom rezerwy mocy w systemie, który w długookresowym planowaniu jest niezbędny by zaprognozować moc dostępną dla operatora systemu przesyłowego, niezbędną dla pokrycia zapotrzebowania. W planowaniu dobowym rezerwy te określa się na poziomie 9–10%, natomiast



Zbigniew Bicki
– Wiceprezes Izby, Energy Management and Conservation Agency S.A.

w planowaniu wieloletnim, w perspektywie 15 i więcej lat, wymagany poziom rezerw mocy to 19%. W naszych analizach uwzględniamy planowane wzrosty zużycia energii, planowane wycofywanie z eksploatacji jednostek wytwórczych oraz planowane nowe moce. Z ostatnich analiz wynika, że np. w 2016 r. nadwyżka mocy nadal pozostanie, ale zmniejszy się na tyle, że w 2016 r. i następnych latach możemy znaleźć się na granicy zaspokojenia zapotrzebowania na moc.

Co można w tej sytuacji zrobić aby poprawić bilans mocy? Przede wszystkim należy uruchomić w 2015 roku bloki w Stalowej Woli i Włocławku, co da łącznie około 900 MW. Bez tych bloków sy-



Dr inż. Stanisław Iwan
– Senator RP, Wiceprzewodniczący Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki

tuacja może być trudna. W 2016 r. uruchomiony zostanie nieduży blok w Gorzowie Wielkopolskim. I w tym okresie, to jest wszystko. Wiele nowych inwestycji jest mocno przygotowanych. Inwestorzy mają plany, pozwolenia na budowę, decyzje środowiskowe itd. Nie mają tylko zagwarantowanego finansowania.

Co w takiej sytuacji może zrobić Operator Systemu Przesyłowego? W pierwszej kolejności zakontraktować, tzw. interwencyjną rezerwę zimną. Usługa ta będzie kontraktowana na zasadach przetargowych. Dzięki niej OSP będzie miał możliwość uruchomienia w latach 2016–2017 pewnych jednostek wytwórczych, które w tym czasie planowane były do wycofania z eksploatacji. Zakładamy, że dzięki tej usłudze pozyskamy do dyspozycji około 900–1000 MW umożliwiające zwiększenie marginesu bezpieczeństwa.

Kolejnym działaniem mogącym podnieść dostępną dla OSP rezerwę mocy to kontrakty na redukcję zapotrzebowania. Obecnie toczy się kolejne postępowanie przetargowe na tę usługę. Zakładamy, że docelowo, w ramach tej usługi, powinniśmy uzyskać kolejne 200 MW rezerw.

Ponadto, PSE zakontraktowały właśnie zakup przesuwników fazowych, które będą zainstalowane na połączeniu z Niemcami. Wymierną korzyścią z tych urządzeń będą zwiększone zdolności importowe i eksportowe KSE. Dzięki tej inwestycji, w 2016 roku powinniśmy uzyskać około 500 MW zdolności importowych.

Odnosnie możliwości importu, jako kolejnego środka pozyskania mocy, należy zadać sobie dwa podstawowe pytania. Pierwsze – na ile import jest pewny? Czy w danym momencie, kiedy będzie potrzeba zaimportowania energii, to czy ktoś będzie ją miał wówczas do sprzedania. I drugie, na poziomie społeczno-politycznym – czy rzeczywiście chcemy jako Polska być importerem energii, a nie rozwijać własną gospodarkę i własne źródła wytwórcze, szczególnie w długiej perspektywie czasowej. Oczywiście wszystkie te prognozy, plany i podejmowane działania mające wpływ na bilans mocy są niezwykle istotne, ale również należy pamiętać, że zawsze może zdarzyć się jakaś poważniejsza awaria, w którejś z elektrowni, co zwiększa ryzyko pokrycia zapotrzebowania na moc.

– **S. Poręba:** – Ja patrzę zupełnie inaczej na stronę popytową, na zmiany zużycia energii elektrycznej. Jeżeli nie ma wzrostu jej zużycia to znaczy, że polska gospodarka się nie rozwija, albo też nie rozwija się w tempie umożliwiającym doganianie krajów rozwiniętych. Jeżeli przyjrzymy się przyrostom mocy w krajach rozwiniętych w ostatnich dwudziestu latach, to one związane są z przechodzeniem gospodarki



i administracji na formy z informatyzowane. To wymaga znacznego wzrostu zużycia energii i mocy szczytowych. Kryzys energetyczny w Kalifornii był spowodowany m.in. tym, że przyrost mocy na potrzeby farm informatycznych, tylko w ciągu jednego roku wyniósł 3 tys. MW – niemal 10% mocy szczytowych w Kalifornii. U nas pierwsza taka farma dopiero raczkuje na Śląsku. We Francji w ciągu ostatnich dziesięciu lat nastąpił 30% przyrost mocy szczytowych – tu znów przyczyną była teleinformatyzacja gospodarki. Jeżeli nie zaczniemy robić tego samego teraz, czeka na nas miejsce w ogonie Europy. Im szybciej będziemy się rozwijać, nawet z takimi potrzebami elektroenergetycznymi, tym będzie lepiej dla wszystkich. Jeżeli tempo rozwoju zagraża wystąpieniem deficytu mocy, nie bójmy się go. To zmusi nas do określonych działań. Elektrownie na gazie mogą dać szybki przyrost mocy. Nie prognozujemy więc tak nikłego wzrostu zapotrzebowania, choć rzeczywiście może takie być. Może się jednak okazać, że nie jesteśmy przygotowani do szybkiego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Powstaną bariery rozwojowe, które uniemożliwią nam zajęcie poczesnego miejsca w gospodarce światowej. Stwórzmy sobie szanse do szybkiego rozwoju.

Z wolna porządkujemy w kraju problemy infrastrukturalne. Czas by więcej środków skierować na rozwój kraju bardziej wyrafinowany, czego pierwsze symptomy, wydaje się, widać w nowej perspektywie finansowej UE. Jeśli poszlibyśmy tą drogą, to około roku 2020 mogliśmy być na etapie rozwoju Francji w roku 2010. Byłoby to bardzo dobrze, oznaczałoby bowiem wejście w etap umożliwiający gonienie Zachodu. Szykujemy się do tego.

• *To bardzo ważne co usłyszeliśmy przed chwilą. Oczywiście powinniśmy brać pod uwagę realistyczne prognozy tempa wzrostu zużycia energii. Ale równocześnie powinniśmy być przygotowani na to, że tempo wzrostu może przyspieszyć i to znacznie. Ciągłe nie zapominajmy o cywilizacyjnej roli energii elektrycznej. Ona się nie skończyła, a na nowym etapie rozwoju może wręcz zacząć dominować. Czy zatem jesteśmy przygotowani na ewentualne wyższe wzrosty zapotrzebowania na energię elektryczną?*

– **J. Trzszczyński:** – Żyjemy w czasach, w których pomimo nieograniczonego dostępu do informacji, planowanie jest bardzo trudne, a w wielu przypadkach niemożliwe. Bardzo dużo się dzieje, nie bardzo wiadomo co z tego wynika. Większość prognoz okazała się niewiele warta, krótko po ich ogłoszeniu. Liczy się szybka, mądra reakcja. Trzeba mieć odpowiednie doświadczenie, sporo wiedzy



Adam Oleksy
– Dyrektor Departamentu
Rozwoju Systemu w PSE S.A.

i intuicji. Trzeba także pamiętać, że najsilniejsi gracze nie tyle prognozują przyszłość, ile próbują ją kreować. To dotyczy także największych firm i instytucji z naszej branży. Uważam, że powinniśmy martwić się nie tylko o to czy nie zabraknie nam w najbliższym czasie energii, ale także o jej cenę. Czy ciągłość dostaw „za każdą cenę” zaakceptują odbiorcy?

Często słyszę, że „musimy” wycofać część bloków z eksploatacji. Mam poważne wątpliwości czy słowo „musimy” jest w tym przypadku właściwe. Przecież my tych bloków nie wycofujemy dlatego, że zostały technicznie wyeksploatowane, jak to często można przeczytać w prasie, lecz dlatego, że nie spełniają arbitralnie okre-



Stanisław Poręba
– Manager Ernst&Young

ślonych „wymagań” ekologicznych. Aktualnie jest tak, że gdy jedni np. wycofują z eksploatacji bloki 120 MW i 200 MW, inni rozpoczynają lub kontynuują program ich modernizacji, pod kątem spełniania m.in. wymagań dyrektyw ekologicznych UE. Wycofujmy więc bloki w takim tempie aby zagrożenie blackoutu całkowicie wykluczyć. Trudno skomentować działania polegające na wyłączaniu bloków, które są najtańszym źródłem energii, w tempie szybszym niż budowane są nowe.

Zwróćmy uwagę, że nasz piękny projekt wspólnej Europy jakim jest Unia racjonalizuje się w ostatnim czasie. Np. premier Wielkiej Brytanii przekonuje, że kontraktów różnicowych wspierających budowę nowych bloków jądrowych nie powinno traktować się jako niedozwoloną pomoc publiczną. Z kolei Pani Kanclerz Niemiec publicznie prezentuje pogląd, że dyrektywy dotyczące redukcji CO₂ nie mogą ograniczać konkurencyjności przemysłu niemieckiego. Uważam, że takimi pomysłami należy inspirować się w większym niż dotychczas stopniu. Wycofując bloki długoeksploatowane bierzmy pod uwagę nie tylko stopień redukcji emisji i koszty budowy, ale także koszty eksploatacji i energii. Zastanawiamy się nie tylko czy nam nie zabraknie prądu, ale także czy nam wystarczy pieniędzy aby go kupić? Mówi się, że wybudowanie w najbliższym czasie paru bloków gazowych to najlepsze lekarstwo na spodziewaną, trudną sytuację. Pamiętajmy jednak, że przy aktualnej cenie gazu to jedno z najdroższych źródeł energii.

Wydaje się, że rozpoczynamy na większą skalę budować nowe bloki. Niestety, każdy z nich, może poza dwoma nowymi blokami w El. Opole, jest (będzie?) inny, co oznacza, że nie wykreujemy wystarczających kompetencji technicznych niezależnych od dostawców, aby możliwie tanio je eksploatować. To także obszar bezpieczeństwa energetycznego, praktycznie całkowicie poza publicznym dyskursem.

• *Nasza dzisiejsza dyskusja jest ukierunkowana przede wszystkim na bezpieczeństwo dostaw energii. Choć ma raczej mój przedmówca zwracając uwagę na to, że na bezpieczeństwo energetyczne kraju składa się nie tylko bezpieczeństwo dostaw, ale i racjonalne ceny energii. Dziś chodzi nam jednak przede wszystkim o to byśmy nie musieli przywoływać naszych doświadczeń z gospodarki z końca lat 70., gdy wyłączaliśmy odbiorców. Jak bowiem wiadomo, najdroższą energią jest ta, której brakuje. Z analiz wynika, że jest ona od 10 do 100 razy droższa od energii, która jest dostępna. W tej sytuacji bezpieczeństwo dostaw ma niejako naturalny priorytet.*

– **K. Sadowski:** – Mówiono tu wcześniej o konieczności odstawienia bloków



i różnych, ewentualnych działaniach na wypadek braku dostaw energii, w tym o jej imporcie. Mam poważne wątpliwości, czy opcja importowa, jako stały element bilansu, jest dla nas do przyjęcia, z różnych powodów. O niektórych już wcześniej wspomniano. Dlatego też powinny być w kraju stworzone warunki, aby produkcja energii nadążała za popytem na nią. Zatem owe warunki powinny także sprzyjać inwestowaniu w energetykę. I to w węglową, bo Polska na węglu stoi. Co powinno być nie tylko opłacalne, ale w ogóle możliwe, zważywszy na wymagania środowiskowe Unii. Tymczasem, wyniki ekonomiczne produkcji energii na węglu w 2013 roku, ogólnie rzecz biorąc, oscylują w okolicach zera, co oznacza, że niektórzy producenci są na minusie, a lata następne nie zapowiadają się dobrze. Równocześnie, istniejące instrumenty finansowe są takie, że niezwykle trudno jest podejmować decyzje o budowie nowych bloków. Tymczasem wymagania dyrektywy IED spowodują wzrost kosztów utrzymania i eksploatacji.

To jakby jeden aspekt sprawy. Kolejny, to opłacalność inwestycji w energetyce w obszarze wytwarzania. Na ten temat na licznych forach trwają dyskusje. Konkluzje wynikające z tych dyskusji są jednoznaczne – trudno liczyć, przy obecnie funkcjonujących instrumentach finansowych, na chętnie podejmowanie inwestycji w podsektorze wytwarzania. Muszą się pojawić lepsze oraz inne niż istniejące obecnie, dające gwarancje i to w długiej perspektywie opłacalnego inwestowania w nowe moce w energetyce.

Z ubolewaniem mówimy, że niedługo zaczniemy odstawiać bloki nie dlatego, że zostały wyeksploatowane technicznie lecz dlatego, że nie będą spełniały wymagań dyrektywy IED i dalszych obostrzeń wynikających z dokumentów referencyjnych (BREF). Ale z drugiej strony popatrzmy na sprawność tych bloków. Możemy je jeszcze przez jakiś czas reanimować, utrzymać zdolność produkcyjną i zapewnić moc w systemie. Ale trudno będzie obronić ich pracę w systemie ze względu na sprawność 34–36%, gdy nowo budowane bloki mają ją na poziomie 45–46%.

– **J. Trzszczyński:** – Pod warunkiem, że pracują pełną mocą. Bo jeśli pracują przy minimum produkcyjnym, to mają sprawność niewiele wyższą od bloków starych.

– **K. Sadowski:** – To prawda. Oznacza to, że system powinien być racjonalnie „poukładany”. Zatem instrumenty tzw. mocowe, o których się dużo mówi, powinny gwarantować pewne warunki pracy tych najsprawniejszych bloków. Bo to by oznaczało mniejsze zużycie paliwa i korzyści dla środowiska.

– **W. M. Różacki:** – Spójrzmy na to z punktu widzenia najlepszych dostęp-



Wiesław Mariusz Różacki
– Wiceprezes Izby, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH

nych technologii (BAT). Obecna sytuacja charakteryzuje się pewnymi, określonymi cechami. Po pierwsze – w określonym czasie, określony potencjał mocy zostanie przymusowo wyłączony z eksploatacji. Po drugie – następuje zmiana struktury zapotrzebowania na energię i na moc. Przy niedużym, ale systematycznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, obserwujemy duże, dynamiczne zmiany zapotrzebowania na moc szczytową. Kiedyś mieliśmy do czynienia jedynie ze szczytem zimowym, dziś mamy drugi szczyt – letni. Po trzecie – polityka klimatyczna Unii, do której Polska musi się dostosować. Wymusza ona stosowanie proekologicznych technologii w systemie elektroenergetycznym, w tym OZE, które nie rozwiązują problemu mo-



Dr inż. Krzysztof Sadowski
– Prezes Zarządu ENEA Wytwarzanie S.A.

cy szczytowych. Wreszcie, po czwarte – jest tworzona interwencyjna rezerwa zimna, będąca cichą akceptacją nisko sprawnych źródeł, zarówno z punktu widzenia ekonomicznego, jak i środowiskowego, zamiast nowoczesnych, wysoko sprawnych, elastycznych źródeł.

Przy takich cechach systemu, w Polsce najbardziej racjonalna jest budowa źródeł generacji opartych na węglu kamiennym i brunatnym. Te surowce są łatwo dostępne, oparta na nich energetyka jest łatwa w eksploatacji, niskie są koszty inwestycyjne i następnie eksploatacyjne, wysoka jest dyspozycyjność i elastyczność oraz relatywnie niskie oddziaływanie na środowisko.

– **S. Iwan:** – Jeżeli mówimy o bezpieczeństwie dostaw energii w określone miejsce, o jej imporcie, rozwoju energetyki na węglu, to musimy wreszcie uchwalić ustawę korytarzową. Przecież np. elektrownie na węglu brunatnym nie będą powstawały w dowolnym miejscu, tylko na złożu. A dziś wszystkie liniowe inwestycje infrastrukturalne budowane są na podstawie spec ustaw. Ostatnio pojawiła się koncepcja rozszerzenia spec ustawy dotyczącej terminala LNG tak, aby można było w oparciu o nią zbudować więcej rurociągów. Kilka ważnych linii wysokiego napięcia udało nam się zbudować przy okazji spec ustawy dotyczącej Euro 2012. To jest nienormalne. Wiele kwestii finansowych, niezwykle trudnych, dotyczących ustawy korytarzowej zostało opracowanych, rozwiązanych i jej wprowadzenie nie powinno pociągnąć za sobą aż tak horrendalnych kosztów jak się pierwotnie wydawało. Ale pojawiły się opory samorządowców, bowiem ustawa wyłączyłaby pewne grunty z jurysdykcji samorządów. To jest obecnie główny problem blokujący ustawę korytarzową.

Sporo tu mówiono na temat sprawności wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Trzeba ją oczywiście podnosić, także ze względów moralnych. Bo jeżeli kopalne źródła energii są wyczerpywalne, to trzeba ich jak najmniej zużyć, by jak najwięcej zostawić następnym pokoleniom.

Są doniesienia mówiące o poważnym zawańsowaniu prac nad znacznym zwiększeniem elastyczności kotłów. Osiągają one wysoką sprawność już powyżej 15% mocy znamionowej. To szczególnie ważne przy dużym udziale energetyki wiatrowej, która zależnie od wiatru różnie pracuje.

I sprawa utrzymywania starych, nisko sprawnych bloków. Unia wprowadza nam dodatkowe bariery ich wykorzystywania. Są to m.in. dyrektywy pyłowe i rtęciowe. My tę zimną rezerwę będziemy więc mogli utrzymać, ale ile pochodząca z niej MWh będzie kosztować przy zakładanych karach?

– **J. Trzszczyński:** – Ale ten problem dotyczy także nowych bloków.



• *To oddzielne zagadnienie. Niestety, KE w odniesieniu do energetyki ma priorytet środowiskowy. Ja dziś rano słuchałem wypowiedzi Pani komisarz odpowiedzialnej za ochronę środowiska. Ta wypowiedź mnie przeraża. Argumenty szyte są grubymi nićmi.*

– **S. Iwan:** – W grudniu brałem udział w Unii w posiedzeniu międzyparlamentarnego zespołu ds. gospodarki i energetyki. Komisarz ds. energetyki i przewodniczący przedsiębiorców europejskich mówili jednym głosem i podobnie jak my to mówimy o problemach konkurencyjności, braku stabilności rozwoju energetyki. Mam do czynienia z Unią drugą kadencją i w poprzedniej wszyscy mówili jak Pani komisarz ds. środowiska. Teraz jest inaczej, co daje nadzieję, że polityka UE zacznie być racjonalna.

• *Doświadczenia europejskie wskazują, że rynek tylko energii nie daje wystarczających bodźców do budowy źródeł systemowych. Czy wprowadzenie płatności za oferowaną moc w systemie może być pomocne w doraźnym opanowaniu sytuacji? Jakie dodatkowe warunki powinny być spełnione, aby ewentualny rynek mocy mógł być pomocny w opanowaniu zagrożenia deficytem mocy? Czy i ewentualnie jakie instrumenty prawne i regulacyjne są w tym zakresie potrzebne?*

– **Z. Bicki:** – Wydaje się zasadnym zastanowienie się nad tym, dlaczego znaleźliśmy się w obecnej sytuacji. Inicjatyw dotyczących budowy nowych bloków było wiele. Materializują się nieliczne. Sytuacja na rynku nie skłania bowiem do podejmowania nowych inwestycji. Gdyby dziś cała energetyka była prywatna, to nie powstała by w niej żadna inwestycja. Ponieważ tak nie jest, istnieją na rynku silne firmy, to jednak coś się buduje. Do niedawna panowało przekonanie, że ponieważ spółka jest na giełdzie i musi brać pod uwagę interes udziałowców, to nie powstanie inwestycja w Opolu, bo z analiz wynika, że przy obecnym poziomie cen hurtowych się nie opłaca. Zatem na obecnym etapie rozwoju rynku energii, jest potrzebny pewien element polityki państwa. Nagle inwestycja w Opolu okazała się opłacalna. Wiemy natomiast wszyscy, jak tu siedzimy, że w oparciu o obecną cenę energii – nadal jest nieopłacalna, podobnie jak ta w Koźmierzycach. Nie znam przypadku na świecie inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej opartej tylko o rynek energii. Te inwestycje powstaną w oparciu o korporacyjne zdolności inwestowania, albo wspierane są różnego rodzaju kontraktami na sprzedaż energii. Decyzje polityczne mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju ułatwiają realizację inwestycji w energetyce.

Sądzę, że napięcia, które nas czekają w energetyce nie doprowadzą do wyłączeń



Dr inż. Jerzy Trzeszczyński
– Prezes Zarządu „PRO NOVUM” Sp. z o.o.

prądu. Natomiast pozytywnie „potrzęsna” świadomością polityków, decydentów gospodarczych i pojawiają się rozwiązania, w większym stopniu niż dotychczas, stymulujące większe zaangażowanie inwestycyjne w energetyce. My o czekających nas napięciach wiemy. Zwykły obywatel nie ma o nich pojęcia, zaś politycy uważają nasze przestrogi za „strachy, na Lachy”. Bo na razie nie się nie dzieje. Gdy zacznie się dziać, mam nadzieję, że pojawi się wstrząs.

– **S. Iwan:** – Hasło „europejski rynek energii”, jest hasłem bardzo nośnym i w niektórych obszarach, szeroko rozumianej energetyki, nawet atrakcyjnym. W odniesieniu do elektroenergetyki, tak naprawdę, politycznym. Bo energia elektryczna nie jest produktem jak każdy inny, wymaga więc specjalnego potraktowania. Stąd już wiadomo, że sam rynek energii nie wystarczy i trzeba go poprzeć protezą rynku mocy. Tu natychmiast wchodzi my w koszty rynku mocy.

– **S. Pręba:** – Na unijny rynek energii powinniśmy patrzeć jak na pewną normalność. Jak się powiedziało „A”, to znaczy, że z energii robimy towar, to należy iść dalej. Co możemy uzyskać przy istnieniu unijnego rynku energii? Na pewno optymalizację kosztów zmiennych. Energia powinna być produkowana tam gdzie robi się to najtaniej.

Obniżanie kosztów utrzymania niezbędnych rezerw mocy (bezpieczeństwo mocowe), jest od początku istotnym czynnikiem rozwoju współpracy międzynarodowej. Udział wymiany międzynarodowej w zachowaniu bezpieczeństwa dostaw ograniczają względy techniczne i polityczne. Przekonała się o tym Kalifornia podczas kryzysu energetycznego, która miała zakontraktowane 6 tys. MW u sąsiadów, a w szczycie kryzysu „dosta-

wała” niewiele ponad 1 tys. MW. Bezpieczeństwa mocy unijny rynek nie rozwiąże, może pomóc w niewielkim stopniu. Unijny rynek mógłby natomiast uzdrowić rynek energii w Polsce, pod warunkiem, że sam będzie zdrowy i efektywny. Tymczasem, w poszczególnych krajach udział energii dotowanej jest na poziomie 10–20% i rośnie Przecież takie rynki trudno uznać za zdrowe. Połączenie rynków chorych nie da w efekcie rynku zdrowego. Dotacje do energii w Niemczech, to dziś ponad 20 mld euro rocznie. Trudno połączyć rynek niemiecki, gdzie dotacje do MWh wynoszą 30 euro, z polskim, gdzie płaci się za MWh 40 euro.

Destabilizacja rynku energii osiągnęła taki poziom, że ryzyka w energetyce są porównywalne do działalności spekulacyjnej. W takich warunkach muszą występować problemy z inwestycjami. Warunki dla inwestorów trzeba uczynić normalnymi, ograniczając poziom ryzyka, np. wprowadzając rynek mocy i/lub inne mechanizmy. Jeżeli na dziś nie ma możliwości wycofania się z interwencji regulacyjnych w obszarze odnawialnych źródeł energii, to trzeba wprowadzić następne, które obniżą ryzyko technologii konwencjonalnych.

– **A. Oleksy:** – Europejski rynek energii elektrycznej – tak. Ale rzeczą o fundamentalnym znaczeniu musi być ustalenie czy mamy być w tym obszarze samowystarczalni, czy też nie. Przykład Włoch. Kraj ten do blackout’u w 2003 r. był dużym importem energii. Jedna awaria z fatalnymi skutkami dla gospodarki i rozpoczął się wielki program inwestycyjny we własne moce. Nic nie zastąpi stabilnego wytwarzania energii we własnych źródłach. Oczywiście przy tej okazji nie da się uniknąć odpowiedzi na pytanie – bezpieczeństwo dostaw, ale za jaką cenę – jakiego typu źródła potrzebuje kraj aby w sposób zrównoważony się rozwijać? Powinniśmy umieć wyciągnąć wnioski ze zdarzeń, które na szczęście nas nie dotyczą i zastanowić się jak będzie wyglądała elektroenergetyka w 2030–2040 roku, ponieważ nowe bloki, które wybudujemy w najbliższych latach wtedy jeszcze będą pracowały.

– **J. Trzeszczyński:** – Pojawienie się akcentów zdroworozsądkowych w Unii w odniesieniu do energetyki, dobrze rokuje dla starych bloków zwłaszcza tych, które po modernizacji spełnią Dyrektywę IED 2010/75/EU. Mądre zarządzanie ich eksploatacją może być buforem w trudnym okresie. Ich obecność w KSE przez najbliższe 15 lat może stworzyć warunki do podejmowania mądrych decyzji redukując znacząco presję czasu.

Stare bloki, odpowiednio zmodernizowane, mogą pracować znacznie ponad trwałość projektową, to wielki atut wynikający z ich konstrukcji oraz wysokiego po-

ziomu technicznego utrzymania. Zakłada się, że mogą bezpiecznie, z dyspozycyjnością, jak dla nowych bloków, przepracować ok. 350 tys. godzin. Dla porównania trwałość nowych bloków prognozuję się na poziomie 260 tys. godzin. Przedłużanie ich trwałości, jeśli okazałoby się potrzebne, może być realizowane wyłącznie poprzez wymianę elementów i całych urządzeń. Koszt takiego podejścia byłby porównywalny z budową nowego bloku. Ale to temat na inną rozmowę.

– **S. Poręba:** – Niemcy już 20 lat temu przyjęli 360 tys. godzin pracy bloków i tego się trzymają.

– **W. M. Różacki:** – Mamy w Polsce dwa rodzaje dostawców energii. Pierwszy, niemal całkowicie wypełniający podstawę systemu, pracujący na pełnych obrotach, tani producenci energii z węgla brunatnego lub producenci OZE mający przywilej pierwszeństwa odkupu. Drugi, to producenci nieco droższej energii z węgla kamiennego zmuszeni do sprzedawania energii połączonej z funkcją regulacyjną, mimo dysponowania urządzeniami wysokosprawnymi pracując często przy obciążeniu 40–50%, wytwarzają prąd z rażąco niską sprawnością.

– **S. Poręba:** – Po to budowało się połączone systemy, aby przede wszystkim optymalizować koszty zmienne. I zawsze będzie tak, że woda będzie przed jądrowką, jądrowka przed węglem brunatnym, a on przed kamiennym, węgiel kamienny przed gazem itd. O jakim kraju byśmy nie mówili, to system zawsze, w sposób niejako naturalny, powinien optymalizować bieżące koszty produkcji. Niezależnie czy produkcją steruje rynek i ceny, czy też operator i koszty. Istotą problemu jest to by rynek generował sygnały wskazujące na brakujące moce i jakie technologie wytwarzania są potrzebne w systemie. Dziś tak nie jest, bo działanie rynku zakłóca wiele czynników.

• *Wydaje się, że do opanowania kryzysowej sytuacji w perspektywie do 2020 r. nie wystarczą działania doraźne. Potrzebne będą inwestycje, zwłaszcza w zakresie mocy szczytowych. Czy nie należałoby wykorzystać istniejącego przepisu Prawa energetycznego o obowiązku ogłaszania przez Prezesa URE przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych? Kto powinien podjąć inicjatywę w tym zakresie i jakie przywileje powinny być zapewnione zwycięzcom przetargów? Może żółte certyfikaty dla szybko budowanych źródeł gazowych? Co na to Unia?*

– **S. Poręba:** – Jeżeli na kolanach będziemy podchodzili do wszelkich interpretacji jakie głosi urzędnik nawet wysokiego szczebla w UE, to rzeczywiście mamy niewielkie możliwości działania. Anglicy, Francuzi tego nie robią, analizują co jest dla nich korzystne, projektują zmiany i nie łatwo wycofują się przy uwagach Komisji Europejskiej. W wielu krajach mają kontrakty długoterminowe, mają płatności mocowe, wprowadzają kontrakty różnicowe, więc można wiele działań podejmować nawet w obecnych warunkach. Poza tym traktat unijny dopuszcza interwencję państwa w stanach zagrożenia. Wykorzystujemy to w naszych działaniach.

– **A. Oleksy:** – Dotychczas nikt w Polsce nie podjął się skonstruowania zasad takiego przetargu na budowę nowych, konwencjonalnych mocy. Trudno jest bowiem określić kryteria, według których miałyby być wybrana technologia wytwarzania i inwestor.

• *Jest to prawda i budzi niepokój.*

– **S. Poręba:** – Moja firma – EY, na podstawie umowy z TGPE realizuje projekt dotyczący rynków mocy i kontraktów różnicowych. Projekt jest mocno zaawansowany, a rozwiązania są w wielu przypadkach bardziej przemyślane niż w angielskim projekcie reformy rynku.

– **J. Trzeszczyński:** – W budowaniu modelu polskiej energetyki, priorytetem powinien być interes narodowy. Odtwarzając majątek produkcyjny elektrowni pamiętajmy o wszystkich kosztach, nie tylko w fazie budowy. Światowy kryzys pokazuje, że polityka – nie tylko energetyczna – powinna przywrócić należne miejsce ekonomii i zdrowemu rozsądkowi.

• *Dziękujemy za rozmowę.*

UDZIAŁ CHEMII ENERGETYCZNEJ WE WZROŚCIE EFEKTYWNOŚCI URZĄDZEŃ

Wisła, Hotel STOK, 21-23 maja 2014 r.

TEMATYKA KONFERENCJI

Stara/nowa energetyka – aktualne problemy wodno-chemiczne • Bloki energetyczne na parametry nadkrytyczne – nowe wyzwania dla chemii energetycznej • Nowe wytyczne dotyczące jakości czynnika w obiegach wodno-parowych • Spalanie niskoemisyjne – rozwiązania, efekty, potrzeby. Bilans zysków i strat • Trwałość powierzchni ogrzewalnych po proekologicznej modernizacji kotłów • Chemiczne oczyszczanie kotłów i innych instalacji technologicznych • Zabezpieczenia antykorozyjne urządzeń energetycznych na czas postojów • Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym urządzeń – zdalny nadzór diagnostyczny • Nowe technologie i usługi z zakresu chemii energetycznej oraz ochrony środowiska

www.pronovum.pl

PATRONI MEDIALNI



dr inż. Jerzy Trzeszczyński
Pro Novum

DESIGNED IN CHINA ASSAMBLERED IN POLAND?

Tytuł został zainspirowany napisem na smartfonie firmy Apple (Designed by Apple in California Assembled in China). Warto przywołać go w kontekście aktualnie budowanych bloków energetycznych oraz przyszłości sektora elektroenergetycznego w Polsce. Znak zapytania stąd, że nie wiadomo jeszcze kiedy taki blok powstanie oraz czy generalnym wykonawcą może być polska firma? Napis ma sens uniwersalny, nie dotyczy tylko modnego gadżetu, stara się odróżnić Twórcę od odtwórcy oraz ekstraklasę biznesu od jego drugiej a może trzeciej ligi.

Czy polska polityka energetyczna może uwzględniać tego rodzaju wyzwania? Wydaje się, że już nie. Nie tylko nie jesteśmy w stanie projektować nowej generacji urządzeń energetycznych, nie potrafimy ich wykonać w polskich fabrykach, chyba nie znajdziemy polskiego generalnego wykonawcy, możliwe, że nie będziemy także utrzymywać ich stanu technicznego. Większość bloków (może wszystkie) będzie miała (już ma) zakontraktowane wieloletnie (10-12 lat) serwisy fabryczne. Miejmy nadzieję, że obsługa tych bloków pozostanie polska.

Pewnym usprawiedliwieniem może być poziom (niski) współczesnej polityki energetycznej wielu państw, w tym zwłaszcza Unii Europejskiej. Skojarzenie neoliberalnych, agresywnych strategii biznesowych, z polityką klimatyczną UE i narodowym charakterem największych, światowych (zwłaszcza europejskich) grup energetycznych, rodzi napięcia oraz sytuacje z pogranicza absurdu. Dominacja polityki, ulegającej ciągłym zmianom, zdezawuowała nie tylko ekonomię, ale także zdrowy rozsądek. Werbalnie, można uzasadnić każdą tezę np., że najtańszym źródłem energii jest energetyka jądrowa oraz, że ze względu na bardzo wysoki koszt budowy (podawany z dokładnością do 20 mld zł), energetyki polskiej nie stać na budowę takiej elektrowni.

Podstawowym celem polityki energetycznej jest jednak bezpieczeństwo energetyczne państwa. Jeśliby podejść do niego klasycznie i zdroworozsądkowo, oznacza to zapewnienie polskiemu odbiorcom możliwie najtańszej energii pochodzącej, w możliwie największym stopniu, z polskich źródeł. Czy takie podejście ma jeszcze sens? Gdyby miało, to czy można go urzeczywistnić? Jak to zrobić?

Miejmy nadzieję, że kolejna (skorygowana?) polityka energetyczna przynajmniej trochę wyjaśni ten skomplikowany problem. Niezależnie od tego na ile to się uda, warto ją uzupełnić o obszar zagadnień bezpieczeństwa energetycznego, który w dyskusji na jej temat prawie nie jest obecny.

Jeśli ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego jest cena energii i ciepła, to koszt utrzymania urządzeń (maintenance) jest także istotnym jej składnikiem. Koszt utrzymania nowych urządzeń, zwłaszcza w formie długookresowych serwisów fabrycznych (bez części zamiennych), często kupowanych wraz z budową nowego bloku, to prawdopodobnie najdroższa opcja ich utrzymania. Koszty w okresie eksploatacji bloku (ok. 30-40 lat) należy szacować na poziomie zbliżonym do kosztów jego budowy pamiętając o tym, że współczesny maintenance z uwagi na zastosowane materiały i technologie a także „strategie” projektowania i montażu, w niewielkim stopniu oparty będzie na naprawach, w znacznie większym na kosztownych wymianach. Takie podejście już widać na blokach w ostatnich latach oddanych do użytku.

Sytuacji jw. towarzyszyć będzie utrata kompetencji technicznych, zwłaszcza kadry inżynierskiej zatrudnionej w utrzymaniu. Większość

istniejących firm stanie się częścią serwisów fabrycznych dostawców lub przestanie istnieć, oznacza to, że nasze uczelnie techniczne, instytuty i biura projektów będą oferować swoje rozwiązania (jeśli będą istnieć i mieć takie możliwości) dostawcom urządzeń i serwisów.

Ostatnim obszarem korzystania z polskich doświadczeń i know-how pozostaną na pewien czas długoeksploatowane i zmodernizowane bloki zwłaszcza 200 MW i 360 MW, o ile dyrektywy EU nie wykluczą ich z eksploatacji a poziom techniczny modernizacji i kolejnych remontów oraz warunki pracy (intensywna regulacja) nie przyspieszą ich odstawienia z powodów techniczno-ekonomicznych.

Czy powinno się coś zrobić aby, wyżej przedstawiona pesymistyczna prognoza nie spełniła się w całości? Na ile takie podejścia mogłoby być realistyczne? Podjęcie próby takiego działania wydaje się nieodzowne jeśli poważnie myślimy o ucieczce z pułapki „państwa średniego rozwoju”, jeśli centra usług biznesowych nie wyczerpują naszych wszystkich ambicji intelektualnych, jeśli montaż samochodów i sprzętu AGD nie wyczerpuje naszych wszystkich ambicji zawodowych, no i jeśli naprawdę chcemy stworzyć gospodarkę opartą na wiedzy, nie mając złudzeń, że 1,9 % aktualnie zatrudnionych (wg Eurostatu), spełniających ten status, pozwoli to osiągnąć.

Lista działań dających szansę może nie tyle na odwrócenie trendu, ale na jego spowolnienie jest długa i wymaga głębszej analizy. W oczekiwaniu na jej skompletowanie możliwie szybko należałoby:

- dla szeroko rozumianych zagadnień technicznych znaleźć miejsce w nowej (skorygowanej?) polityce energetycznej;
- na budowę nowych bloków patrzeć nie tylko z punktu widzenia ich sprawności, poziomu emisji i kosztów budowy; należy uwzględnić także:
 - powtarzalność konstrukcji,
 - udział i rodzaj rozwiązań prototypowych,
 - stopień dostępu do dokumentacji podstawowych urządzeń,
 - naprawialność głównych elementów,
 - offset w zakresie ich maintenance’u,
 - dostęp do informacji w DCS-ach nt. warunków eksploatacji i aktualnego stanu technicznego urządzeń,
 - rzeczywistą elastyczność pracy przy intensywnej regulacji w zakresie utraty trwałości i sprawności;
- zweryfikować wykonywane modernizacje nie tylko pod kątem dostosowania do Dyrektywy IED/2010/75/EU i wzrostu efektywności, ale także pod kątem deklarowanego przedłużenia trwałości, zwłaszcza dostosowania do racjonalnej pracy w intensywnej regulacji.

Działania jw. powinny wspierać:

- odpowiednie przepisy i standardy techniczne;
- konsolidacja firm, które nie mogłyby upaść nie dlatego, że są zbyt duże a przede wszystkim dlatego, że dysponują rzeczywistym zapleczem i kompetencjami technicznymi oraz są dobrze zarządzane.

W dzisiejszej polityce energetycznej UE i polskiej jest tak, że z ogólnymi ideami zgadzają się wszyscy, ale szczegóły nie pasują nikomu. Korygując tę politykę zadbajmy aby uniknąć tego paradoksu. Spróbujmy zagrać na europejskim rynku energii co najmniej w drugiej lidze. Nie traćmy miejsc pracy o najwyższej jakości, po to aby za pieniądze unijne próbować tworzyć nowe.