



Mgr inż. Aleksander Baranowski  
Dr inż. Józef Chmiel  
Dr inż. Szymon Ciura

SEKCJA ENERGETYKI ODDZIAŁU GLIWICKIEGO SEP

## Przyszłość konwencjonalnej energetyki w Polsce – sprawozdanie z panelu dyskusyjnego

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono streszczenia referatów wygłoszonych na panelu dyskusyjnym „Przyszłość konwencjonalnej energetyki w Polsce”, który odbył się 22 marca 2017 r. na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Organizatorami byli Sekcja Energetyki Oddziału Gliwickiego SEP, Koło SEP nr 1 przy PSE S.A. z Oddziału Zagłębia Węglowego SEP oraz Koło SEP nr 9 przy TAURON Dystrybucja i Koło SEP przy ZPBE ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA z Oddziału Gliwickiego SEP.

## The future of conventional power industry in Poland – report of discussion panel

**Summary:** The article presents summaries of papers delivered on the panel discussion “The Future of Conventional Power Engineering in Poland” held on March 22, 2017 at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology. The organizers were Energetics Department from Gliwice Division of SEP, SEP Circle No. 1 at PSE S.A. from Coal Basin Division of SEP, SEP Circle No. 9 at TAURON Distribution and SEP Circle at ZPBE ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA from Gliwice Division of SEP.

### WPROWADZENIE

Sekcja Energetyki Oddziału Gliwickiego SEP, Koło SEP nr 1 przy PSE S.A. z Oddziału Zagłębia Węglowego SEP, Koło SEP nr 9 przy Tauron Dystrybucja z Oddziału Gliwickiego SEP oraz Koło SEP przy ZPBE ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA zorganizowały debatę, której głównym celem było poszerzenie wiedzy na temat kondycji i przyszłości konwencjonalnej energetyki w Polsce. Spotkanie odbyło się 22 marca 2017 r. w Sali Rady Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej.

Honorowy patronat objął Dziekan Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, prof. dr hab. inż. Paweł Sowa, moderatorem spotkania był prezes Oddziału Gliwickiego SEP, dr inż. Jan Kapinos. W prezydium zasiadli prof. dr hab. inż. Paweł Sowa oraz prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka. Uczestnikami debaty byli między innymi pracownicy naukowcy Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, przedstawiciele Zakładu Remontowego Energetyki – Katowice, Ethos Energy Poland S.A. – Lubliniec, Rafako – Racibórz, pracownicy TAURON Polska Energia, przedstawiciel Siemens oraz redaktorzy magazynu Nowa Energia.

Program tematyczny debaty przedstawiał się następująco:

- Adam Smolik, prezes Zarządu ZPBE „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.: *Modernizacja bloków 200 MW,*

- Jerzy Trzeszczyński, prezes Zarządu „Pro Novum” Sp. z o.o., Radosław Stanek, zastępca Kierownika Zespołu Zdalnej Diagnostyki i Serwisu Diagnostycznego „Pro Novum” Sp. z o.o.: *Modernizacja bloków 200 MW w latach 2011-2016 oraz ich kontynuacja w ramach Programu 200+,*
- Jerzy Trzeszczyński, prezes Zarządu „Pro Novum” Sp. z o.o., Radosław Stanek, zastępca Kierownika Zespołu Zdalnej Diagnostyki i Serwisu Diagnostycznego „Pro Novum” Sp. z o.o.: *Praca bloków 100-360 MW w intensywnej regulacji,*
- prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, Wydział Elektryczny, Politechnika Śląska: *Doktryna bezpieczeństwa energetycznego kraju, horyzont 2050,*
- Piotr Czeczenikow, wiceprezes Zakładu Automatyki Przemysłowej INTEC z Wrocławia: *Procesy optymalizacji procesów energetycznych i rozwiązania problemów elektrowni wiatrowych w kontekście pracy elektrowni węglowych,*
- Sebastian Gola, TAURON Polska Energia S.A.: *DSM i DSR – sposób na redukcję ryzyka deficytu mocy.*

Tematyka przedstawiona przez wybitnych znawców zagadnień energetycznych wywarła duże wrażenie na uczestnikach debaty. Było to spowodowane zarówno ważnością poruszanych problemów, jak i wyjątkowym, osobistym uwrażliwieniem prezentujących na przyszłość energetyki w Polsce.

Poniżej przedstawiono omówienie pięciu z zaprezentowanych w debacie referatów. Wystąpienie prof. Jana Popczyka przedstawiono w całości w odrębnym artykule niniejszego numeru *ŚWE*.

### MODERNIZACJA BLOKÓW 200 MW

Prezes Zarządu Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki „ENERGOPIOMIAR” Sp. z o.o. – Adam Smolik, dziękując za zaproszenie i możliwość prezentacji tematu zaznaczył, że na blokach 200 MW w Jaworznie III, Łaziskach i Rybniku przepracował ponad 25 lat.

Bloki klasy 200 MW to jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, zapewniające połowę produkcji KSE. Nie można o połowie systemu elektroenergetycznego powiedzieć, że jest to „złom”, a pojawiają się takie wypowiedzi prasowe. Są to urządzenia w określonym stanie, mające za sobą historię i wiele przepracowanych godzin. Istotna jest rola, jaką dzisiaj mają do spełnienia.



Fot. 1. Od lewej: prezes ENERGOPIOMIARU Adam Smolik, dziekan Wydziału Elektrycznego prof. Paweł Sowa oraz prezes Oddziału Gliwickiego SEP Jan Kapinos

W Polsce powstały 63 bloki klasy 200 MW. Pierwszym był blok w Elektrowni Turów w 1961 roku, ostatni powstał w 1983 roku w Połańcu. Czyli są to jednostki, które pracują od 34 do 56 lat. ENERGOPIOMIAR posiada dane eksploatacyjne tych bloków oraz dane z pomiarów po modernizacjach, które można porównywać z analogicznymi wynikami dla innych bloków, klasy 100, 360 czy 500 MW. Firma wykonuje takie testy dla operatora (PSE S.A.), badając jak te jednostki potrafią współpracować z KSE, jakie wymogi sieci przesyłowej są przez nie dotrzymywane i jakie to ma znaczenie dla operatora systemu.

W Polsce pracują obecnie w 9 lokalizacjach – zarówno na węglu kamiennym, jak i brunatnym – 54 bloki klasy 200 MW. Suma ich mocy zainstalowanej wynosi 12 263 MW. Blok kla-

sy 200 MW „poprawiony” po modernizacji, rewitalizacji czy retroficcie, potrafi dać od 219 MW do 261 MW – pojęcie „blok 200 MW” jest zatem umowne.

W ubiegłym roku system elektroenergetyczny wyprodukował ok. 162 TWh energii elektrycznej, z czego bloki 200 MW wyprodukowały połowę. Jednostka, która w chwili uruchomienia miała sprawność 31,5%, po kilku modernizacjach osiągnęła sprawność 36,5%. Inny przykład przedstawiony przez prezesa A. Smolika: blok w stanie początkowym miał sprawność 34,9%, a po drugiej modernizacji – 37,3%.

Bloki klasy 200 MW mają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Nowe rozwiązania technologiczne urządzeń wytwarzania energii elektrycznej, według wiedzy prelegenta, mogą zostać wdrożone za 10 lat. Przy niewielkich nakładach można natomiast sprawić, że do tego czasu zostanie zapełniona luka systemowa – dzięki modernizacji „dwusetek”.

Obecnie działające bloki 200 MW spełniają wszystkie wymogi środowiskowe, ale Unia Europejska systematycznie te wymogi podwyższa. Wprowadzane obostrzenia spowodują, że za 4 lata bloki 200 MW nie będą ich spełniać. Dostosowanie się do nich, według szacunków przedstawiciela ENERGOPIOMIARU, będzie kosztowało około 10 mld PLN.

Czas fizycznej realizacji budowy bloku klasy 500 MW czy 1000 MW, liczony do przekazania do eksploatacji, wynosi 5 lat. Taki sam czas może być potrzebny na przygotowanie inwestycji środowiskowych. Dlatego tak ważna jest rola istniejących jednostek 200 MW. Czas ich modernizacji może wynieść 24 miesiące (w zależności od zakresu).

Silne strony bloków 200 MW to m.in. fakt, że możemy wykorzystać istniejącą infrastrukturę, jednostki te spalają krajowe paliwo, zapewniają bezpieczeństwo energetyczne. Ponadto posiadamy dużą wiedzę na temat ich eksploatacji i modernizacji. Spełniają wymogi środowiskowe, jeszcze przynajmniej przez 4 lata. Mogą być modernizowane etapowo, a realizację modernizacji można powierzyć krajowym podmiotom.

Jedną z najsłabszych stron bloków klasy 200 MW jest ich wiek (najmłodszy blok ma 34, a najstarszy 56 lat), w związku z czym trzeba je będzie zmodernizować z uwzględnieniem tak zróżnicowanego czasu ich dotychczasowej pracy.

### PRACA BLOKÓW 100-360 MW W INTENSYWNEJ REGULACJI

Temat zaprezentował Radosław Stanek – zastępca Kierownika Zespołu Zdalnej Diagnostyki i Serwisu Diagnostycznego „Pro Novum”.

Na wstępie wystąpienia prelegent przedstawił aktualną strukturę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). KSE dysponuje mocą zainstalowaną ok. 38 200 MW, w tym ok. 25 000 MW pochodzi z jednostek wytwórczych centralnie

dysponowanych (JWCD). Podstawę KSE stanowią trzy rodzaje bloków mających status JWCD:

- zmodernizowane bloki 200 MW,
- zmodernizowane bloki 360 MW,
- bloki nowe, w tym znacząca liczba bloków o dużej mocy na nadkrytyczne parametry.

Dobry stan techniczny wspomnianych bloków jest i powinien być w przyszłości ważną częścią naszego bezpieczeństwa energetycznego co najmniej w horyzoncie do 2030 roku.

Powołując się na dane i prognozy *Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE)* prelegent stwierdził, że rosnący udział odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych, tworzy w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której elektrownie konwencjonalne występują w roli stabilizatorów KSE. O przydatności bloku zaczyna decydować zdolność do pracy:

- w szerokim zakresie mocy i szybkości zmian obciążenia,
- przy krótkich rozruchach,
- przy obniżonym minimum technicznym, nawet do 40% mocy nominalnej bez istotnych modernizacji urządzeń.

Czego może oczekiwać wytwórca energii? Prelegent przedstawił kilka czynników:

- wzrostu kosztów, ze względu na zwiększoną liczbę uruchomień ze skróconym czasem uruchamiania,
- rozszerzenia pasma regulacji, w tym obniżenie minimum technicznego bloku,
- wzrostu liczby i czasu trwania postojów,
- generacji przy niższej sprawności,
- wzrostu kosztów uruchomień,
- pogorszenie jakości popiołów,
- utrzymania rezerwy wirującej na wyższych poziomach,
- zwiększonej utraty trwałości,
- potrzeby dalszych modernizacji.

Od kilkunastu lat firma „Pro Novum” wdraża w elektrowniach system diagnostyczny LM System PRO+®. Platforma ta, zbudowana z pakietów funkcjonalnych i modułów, przygotowana jest w taki sposób, by wspierać zarządzanie wiedzą o stanie technicznych urządzeń przed i w czasie ich modernizacji, a zwłaszcza w okresie wydłużonej, ponad czas projektowy, eksploatacji.

System w aktualnej wersji pozwala monitorować większość negatywnych zjawisk regulacyjnych jeśli chodzi o ich wpływ na trwałość elementów i węzłów konstrukcyjnych bloków.

Pozwala m.in. na automatyczną, bieżącą analizę:

- warunków pracy w zakresie parametrów cieplno-mechanicznych i chemicznych,
- warunków uruchamiania i odstawiania bloków,
- powiązania wpływu czynników cieplno-mechanicznych oraz chemicznych,
- statystyk awaryjności.

Prelegent przedstawił jak pracowały kiedyś, a jak obecnie pracują bloki klasy 200 MW, 360 MW, >360 MW. Widać tendencję do zwiększonej liczby uruchomień oraz pracy w ciągłej regulacji.

Prelegent reprezentując firmę diagnostyczną, starał się przede wszystkim zwrócić uwagę na skutki pracy w intensywnej regulacji dla urządzeń energetycznych. Z doświadczeń „Pro Novum” wiadomo, że może ona wpływać na trwałość elementów/węzłów konstrukcyjnych, szczególnie w warunkach szybkich, a niekoniecznie procentowo znaczących zmian w odniesieniu do nominalnego obciążenia (ARCM). Oczywiście praca w głębokiej regulacji ma swoje ograniczenia nawet jeżeli jest czas, aby się do znaczącej zmiany obciążenia przygotować technicznie. Węzły konstrukcyjne, które są najbardziej narażone na szybszy ubytek trwałości to m.in.:

- ekrany parowników,
- przegrzewacze pary,
- pogrzewacz wody,
- ostatnie stopnie NP,
- wymienniki ciepła,
- urządzenia pomocnicze.

Jeżeli praca regulacyjna będzie w przyszłości bardziej intensywna, to negatywny jej wpływ na trwałość będzie także się pogłębiał.

Podsumowując prelegent stwierdził, że w wyniku szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii, KSE będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla zbilansowania chwilowych potrzeb na energię elektryczną oraz utrzymania jego stabilności. Metodyka diagnozowania bloków pracujących w regulacji powinna uwzględniać szkodliwy dla trwałości (dyspozycyjności i kosztów remontowych) nowy tryb pracy bloków. Badania powinny pozwalać na identyfikację degradacji i uszkodzeń wywołanych niestacjonarną pracą urządzeń. Metodyka diagnozowania stanu technicznego powinna uwzględniać m.in. wyniki analizy warunków pracy. Wyższy status musi uzyskać analiza awaryjności. Trudno wyobrazić sobie diagnostykę uwzględniającą ww. wymagania bez systemowego podejścia i informatycznego wsparcia.

## MODERNIZACJA BLOKÓW 200 MW W LATACH 2011-2016 ORAZ ICH KONTYNUACJA W RAMACH PROGRAMU 200+

Temat przedstawił Jerzy Trzeczcyński – prezes Zarządu „Pro Novum”. Na wstępie swojego wystąpienia prelegent odniósł się do wystąpień przedmówców zwracając uwagę, że nie wszystkie bloki 200 MW zostały dotąd zmodernizowane w celu spełnienia dyrektywy IED. Dotychczasowe modernizacje sprawiły m.in. to, że bloki 200 MW różnią się pomiędzy sobą bardziej niż dotąd, nie tylko w skali KSE, ale także grupy energetycznej a nawet elektrowni. Budować czy moderni-



zować blok to w obecnej sytuacji naszej energetyki pytanie retoryczne z wielu względów. Uwzględniając obecne prawo Unii Europejskiej w zakresie polityki klimatycznej oraz dającą się przewidzieć jego ewolucję w kierunku dekarbonizacji nie ma warunków dla budowy nowych bloków wg komercyjnych kryteriów. Nie pozwala także na to aktualna kondycja ekonomiczna polskich grup energetycznych oraz ceny na energię elektryczną, w tym także u naszych sąsiadów. Nadal nie mamy polityki energetycznej, jej przyjęcie powinno poprzedzać ewentualną budowę nowych źródeł dostosowanych do wieloletniej wizji naszego systemu elektroenergetycznego. W tej sytuacji kolejna modernizacja bloków 200 MW nie ma alternatywy. Główne cele modernizacji to wydłużenie czasu pracy tych bloków do 2030-2035 roku przy jednoczesnej poprawie ich elastyczności. Polskiemu systemowi elektroenergetycznemu potrzeba zarówno odpowiedniego wolumenu produkcyjnego, jak również niezawodnej stabilizacji, tj. możliwości dostosowywania do chwilowych zmian zapotrzebowania, często w bardzo szerokim zakresie. Gdyby liczba niestabilnych źródeł OZE miała nadal rosnąć, to ekonomicznie akceptowalne zdolności regulacyjne będzie można osiągnąć powiększając zdolności przesyłowe transgranicznych połączeń.

Bloki 200 MW, którymi „Pro Novum” zajmuje się od wielu lat – praktycznie „od zawsze” – mogą jeszcze raz okazać się przydatne dla KSE. Takie szanse stwarza rządowy program „Bloki 200+”. Program może dać niezbędny czas na opracowanie długoterminowej strategii dla polskiej energetyki; może, a nawet powinien być jej istotną częścią. Powinien zainicjować także bardziej profesjonalną niż dotąd debatę o polskiej energetyce. Obecnie dominuje tzw. szum informacyjny. Ci, którym energetyka polska jest bliska oraz którzy kojarzeni są z wysokimi kompetencjami i doświadczeniem, nie doceniają roli mediów. To błąd. Należy mieć nadzieję, że „Program bloki 200+” zdoła uniknąć tego, całkiem realnego, zagrożenia.

Bloki 200 MW stanowią znaczący potencjał polskiej energetyki, to ok. 11 000 MW mocy zainstalowanej. Nie wszyscy zdają sobie sprawę z tego, że określenie „stary” blok dla większości z nich jest nieprawdziwe. Bardziej adekwatnym określeniem jest „długo eksploatowany”. Dotychczasowe modernizacje sprawiły, że znaczna część głównych urządzeń/węzłów konstrukcyjnych jest nowa, zmodernizowana i/lub zrewitalizowana. Dotychczasowe badania, w tym zwłaszcza „Pro Novum” wykazały, że elementy krytyczne kotłów, rurociągów, turbin i generatorów mogą przepracować bez wymiany ok. 350 000 godzin, o ile utrzymanie ich stanu technicznego będzie spełniać określone kryteria oraz odpowiednio wysoki poziom techniczny. Temu problemowi „Pro Novum” poświęciło parę ostatnich lat na badania, opracowując wraz ze specjalistami wszystkich grup energetycznych w Polsce „Wytyczne

przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW”, zaktualizowane w 2016 roku o problematykę pracy regulacyjnej, chemii energetycznej oraz analizy ryzyka w odniesieniu także do bloków 100 MW i 360 MW.

Nowy, regulacyjny tryb pracy bloków, to spore wyzwanie dla ich stanu technicznego. Duża, ponad 200/rok, liczba uruchomień/odstawień, znacznie szybsze „podjazdy” i zrzuty mocy, obniżone do ok. 40% mocy nominalnej minimum techniczne wymagają nowego podejścia do diagnostyki i szerzej – do utrzymania stanu technicznego. Powinna wzrosnąć rola analizy awaryjności i zdalnej diagnostyki wykonywanej synchronicznie z analizą historii i warunków eksploatacji. Niezawodność bloków (dyspozycyjność) może okazać się ważniejsza niż wymagania prawne i ich sprawność, zwłaszcza dla bloków eksploatowanych szczytowo i podszczytowo, tj. przez 500-1500 godzin w ciągu roku.

Aktualnie „Pro Novum” rozpoczyna wieloletnią współpracę z elektrowniami mającą na celu, przy wspólnie opracowanych standardach, wymianę informacji, wiedzy i doświadczeń. Firma liczy na to, że ww. działania będą wspierać dalszą eksploatację bloków 200 MW, niezależnie od tego, jak potoczą się dalsze losy „Programu bloki 200+”

Reasumując, Jerzy Trzeszczyński przedstawił najważniejsze warunki sukcesu, związane z dalszą eksploatacją bloków 200 MW:

- należy oczekiwać od operatora systemu przesyłowego, żeby ustalił sensowne wymagania dotyczące elastyczności, które będzie można spełnić przy niedużych nakładach na modernizację,
- politycy powinni znaleźć sposób, aby wymagania prawne, zwłaszcza w zakresie ograniczenia emisji, możliwe były do spełnienia przy akceptowalnych kosztach modernizacji,
- należy opracować rekomendowane technologie modernizacji i utrzymania technicznego, nadając wysoki status diagnostyce w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności przy możliwie niskich nakładach na modernizację oraz utrzymanie stanu technicznego.

#### **PROCESY OPTIMALIZACJI PROCESÓW ENERGETYCZNYCH I ROZWIĄZANIA PROBLEMÓW ELEKTROWNI WIATROWYCH W KONTEKŚCIE PRACY ELEKTROWNI WĘGLOWYCH**

Temat przedstawił Piotr Czeczenikow, wiceprezes *Zakładu Automatyki Przemysłowej INTEC*, współpracującego z firmą *Siemens*. Odnosząc się do poprzedniego wystąpienia stwierdził, że nie sposób jest nie zauważyć podobieństwa tych prognoz z sytuacją w Niemczech w roku 2009. Około 40% mocy stanowi bazę, reszta pochodzi ze źródeł niestabilnych – w tym OZE. Natomiast prognoza na rok 2020 w Niemczech

zakłada praktyczną likwidację bazowych źródeł energii. Zanim w istocie doszłoby do likwidacji konwencjonalnych bazowych jednostek wytwórczych, klasyczne bloki energetyczne będą musiały sprostać licznym nowym wymaganiom, takim jak:

- zwiększenie dynamiki i zakresu regulacyjności pierwotnej i wtórnej,
- skrócenie czasu rozruchu,
- zmniejszenie minimum technicznego,
- obniżenie emisyjności,
- maksymalizacja sprawności spalania.

Ciekawa jest zupełnie nowa idea podwyższenia dynamiki i zakresu regulacji mocy pierwotnej i wtórnej bloku energetycznego z użyciem regulacji przepływów pary do wymienników regeneracyjnych oraz kondensatu. Wdrożenie tego rozwiązania nie wymaga istotnych inwestycji w obrębie obiektu. Wystarczy zainstalować kilka sterowanych zdalnie zaworów pomiędzy upustami turbiny a wymiennikami regeneracyjnymi oraz na głównej linii kondensatu. Okazuje się, że regulacja turbiny od strony wylotów pary jest nie tylko korzystna dynamicznie, lecz również skutkiem jej stosowania są niższe straty sprawności niż przy klasycznej metodzie regulacji za pomocą zaworów turbiny.



Fot. 2. Uczestnicy debaty w Sali Rady Wydziału Elektrycznego

Kluczowy jest oczywiście odpowiedni algorytm sterowania, zaimplementowany w nowym systemie firmy *Siemens* – P3000. Oczywiście, aby system działał prawidłowo, niezbędny jest również efektywny układ regulacji obciążenia kotła. Nie jest możliwe osiągnięcie prawidłowej regulacyjności w klasycznym układzie z zamkniętą pętlą regulacji. Konieczne jest zastosowanie sterowania opartego na modelu kotła. Regulacja odbywa się w pętli otwartej – z użyciem odpowiedzi modelu, natomiast w układzie zamkniętym odbywa się tylko do-regulowanie odchyłek.

Drugim zagadnieniem omówionym przez prelegenta było skrócenie czasu rozruchu bloku. Zaprezentował on konkretny efekt skrócenia tego czasu dla bloku 600 MW w Niemczech, poprzez zastosowanie układów automatycznego rozruchu, gdzie poszczególne sekwencje są sterowane przez DCS (*Distributed Control System*) bez udziału operatora. Kluczową sprawą jest w tym przypadku kontrola naprężeń termicznych. Zagadnienie kontroli naprężeń można rozwiązać za pomocą odpowiedniego opomiarowania, poprzez umieszczenie czujników temperatury w elementach grubościennych, głównie w ścianach walczaków i korpusach turbin. Jest to rozwiązanie kosztowne, trudne w serwisie, a co gorsze – uzyskiwane wyniki są obciążone dużym błędem. Można jednak – z dużo lepszym efektem – bazować na modelach naprężeń termicznych elementów grubościennych. Wtedy można skutecznie kontrolować naprężenia wyłącznie na podstawie prostego pomiaru temperatury czynnika, który przepływa przez dany element. Za pomocą operacji matematycznych można dojść do optymalnych naprężeń w stanie rozruchu, zarówno dla kotła, jak i turbiny. Optymalizacja naprężeń nie oznacza bynajmniej ich minimalizacji. W istocie chodzi o utrzymywanie ich w dopuszczalnej trajektorii, blisko dopuszczalnego maksimum. To pozwala maksymalnie skrócić czas rozruchu bez skracania żywotności urządzeń. System P3000 jest wyposażony w blok obliczeń naprężeń termicznych, oparty na opisanym modelowaniu.

Takie zagadnienia, jak obniżenie minimum technicznego, redukcja emisyjności oraz podwyższenie sprawności spalania są ze sobą ściśle powiązane. Problem w istocie sprowadza się do kontroli tego, co dzieje się w komorze paleniskowej kotła. *Siemens* opracował bardzo ciekawe rozwiązanie w postaci laserowej tomografii komory paleniskowej. W ekranach kotła umieszcza się system laserowych zespołów nadawczo-odbiorczych, rozmieszczonych w określonej siatce. Za pomocą skanowania w układzie siatki otrzymuje się dokładny przekrój komory paleniskowej, w którym można obrazować rozkład poprzeczny temperatury wody, tlenu i tlenku węgla. W klasycznych układach pomiarowych kotła interesujący był tylko skład spalin. Laserowa tomografia zawiera znacznie więcej informacji, dzięki czemu możliwa jest regulacja odpowiednio nie tylko rozplywu powietrza pierwotnego i wtórnego, lecz także rozplywu powietrza na pojedyncze palniki. Uzyskana dzięki takiemu podejściu stabilność spalania pozwala obniżyć minimum techniczne kotła nawet do 30%. Oczywiście efektem takiej optymalizacji spalania jest również podwyższenie sprawności i obniżenie emisyjności, w szczególności NOx.

Opisane nowe rozwiązania techniczne są oparte na zastosowaniu inteligentnego oprogramowania, dedykowanego specjalnie do opisanych zastosowań. Oprogramowanie to

jest zebrane w określonych blokach funkcjonalnych systemu P3000. Aby zastosować nowe rozwiązania, inwestycje w urządzenia obiektowe są zerowe lub minimalne. Rzecz jasna osiągnięte efekty nie mogą być porównywalne z zastosowaniem nowoczesnych urządzeń podstawowych. Te jednak wymagają ogromnych nakładów w warunkach niejasnych perspektyw biznesowych. Wracając więc do porównania bilansu w energetyce niemieckiej w roku 2009 z perspektywą PSE S.A. na rok 2020, możliwa jest prognoza rozwoju sytuacji w KSE przez najbliższą dekadę. Będzie on wymagał postawienia znacznie wyższych wymagań w stosunku do istniejących konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Przedstawione rozwiązania wychodzą naprzeciw tym wymaganiom.

### DSM I DSR – SPOSÓB NA REDUKCJĘ RYZYKA DEFICYTU MOCY

Przedstawiający temat Sebastian Gola reprezentuje firmę *TAURON Polska Energia S.A.*, która jest jednym z największych przedsiębiorstw sektora energetycznego. Na wstępie swojej prelekcji przedstawił charakterystykę *Grupy Tauron*, podkreślając jej rolę w gospodarce m.in. jako jednego z filarów bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dodatkowo zwrócił uwagę na wysoki poziom specjalizacji korporacyjnego centrum analitycznego, które bazuje na zespole ekspertów, posiadających szeroką wiedzę na temat funkcjonowania rynków energii elektrycznej i produktów powiązanych, jak również bogate doświadczenie w zakresie modelowania procesów gospodarczych i prognozowania zjawisk rynkowych w horyzoncie krótko- i długoterminowym.

Głównym celem wystąpienia było podjęcie dyskusji na temat możliwości wykorzystania zarządzania stroną popytową na potrzeby bilansowania KSE w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc.

W ogólnym zarysie idea zarządzania stroną popytową DSM (*Demand Side Management*) polega na efektywnym wykorzystaniu energii elektrycznej poprzez sterowanie poziomem jej zużycia w horyzoncie krótko- bądź długoterminowym. Do podstawowych narzędzi wykorzystywanych przez DSM należy aktywna redukcja zużycia energii przez odbiorców końcowych i działania o charakterze regulacyjnym, ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej bądź wykształcenie proekologicznych postaw społecznych. Głównym narzędziem zarządzania stroną popytową w okresach szczytowego zapotrzebowania mocy jest koncepcja DSR (*Demand Side Response*). DSR to przede wszystkim sterowanie popytem na energię elektryczną w czasie rzeczywistym za sprawą dobrowolnego ograniczenia zużycia przez odbiorców końcowych, które jest wynagradzane przez podmiot zainteresowany zakupem takiej usługi. Podmiotem tym z reguły jest operator systemu przesy-

lowego (OSP), który jest odpowiedzialny za sterowanie systemem elektroenergetycznym i za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Szczegółowa analiza DSR prowadzi do podziału tej usługi głównie pod względem możliwości sterowania redukcją zużycia energii. W związku z powyższym rozróżnia się rozwiązania niedysponowalne, bazujące na systemach taryfowych i szeroko rozumianej świadomości ekologicznej. Kolejnym typem DSR są jednostki dysponowalne, które dzielą się na ekonomiczne i niezawodnościowe. Wśród nich znajdują się narzędzia, które na dzień dzisiejszy są już dobrze zorganizowane i funkcjonują w przestrzeni polskiej energetyki. Warto również zwrócić uwagę na fakt, że DSM został szczegółowo sklasyfikowany w ramach regulacji europejskich, głównie w ramach Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r., ustanawiającego kodeks sieci, dotyczący przyłączenia odbioru.

Jednym z pierwszych wdrożonych mechanizmów DSR są nowe rozwiązania dla Rynku Bilansującego (RB) w postaci Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JGOa). Zgodnie z ogólną definicją, JGOa to nic innego jak zbiór fizycznych miejsc dostarczenia energii rynku bilansującego, w którym połączone są urządzenia lub instalacje odbiorcze mogące podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP, lub poprzez które są reprezentowane dostawy energii dla sterowanych odbiorców energii URD. Pierwsza JGOa została uruchomiona w 2015 r. Obecnie w mechanizmie uczestniczy tylko jeden odbiorca końcowy, ale do dnia 17 marca 2016 r. rozwiązanie to nie znalazło zastosowania. Taki stan rzeczy jest głównie konsekwencją niskich cen CRO w okresach deficytu mocy oraz wysokich kosztów dostępu do RB. Dla przykładu, w latach 2015-2016 łącznie na RB wystąpiły ceny przekraczające poziom 1000 PLN/MWh jedynie przez 31 godz. Impulsem do wykorzystania JGOa może być harmonizacja ograniczeń cenowych na rynku spot zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej, ponieważ teoretycznie ceny rynku bilansującego w momentach zagrożenia powinny osiągać wartość VoLL (*Value of Lost Load*) szacowaną według PSE S.A. na 13 777 PLN/MWh.

Kolejnym działającym instrumentem jest mechanizm redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, czyli tzw. „negawaty”. Rozwiązanie to zostało uruchomione w październiku 2014 r. i powinno znaleźć zastosowanie w okresie do końca marca 2018 r. Z danych publikowanych przez OSP wynika, że łącznie w ramach redukcji zapotrzebowania na polecenie, zakontraktowano około 410 MW po średniej cenie wykonania kontraktu na poziomie 1300 PLN/MW. Algorytm działania „negawatów” jest stosunkowo prosty i składa się z kilku kroków. PSE S.A. przesyła zapytanie określające oczekiwane wielkości redukcji w bloku Podstawowym i Dodatkowym, a w odpowiedzi wykonawcy przedstawiają tzw. „deklarację redukcji”,



przy czym wielkość mocy nie może być mniejsza niż wolumen gwarantowany w umowie. Należy wspomnieć, że wielkość redukcji jest określana na podstawie profilu planowanego, profilu historycznego lub wartości bazowej. W przypadku uruchomienia mechanizmu PSE S.A. wysłała informację o aktywacji programu i następnie polecenie redukcji. Wynagrodzenie za redukcję obliczane jest proporcjonalnie do wielkości redukcji i zakontraktowanej ceny wykonania usługi. W sytuacji, gdy redukcja nie została wykonana, wypłacane jest dodatkowo wynagrodzenie za przygotowanie redukcji (25% kwoty za deklarowaną wielkość redukcji) i wstępne przygotowanie do wykonania redukcji (5% wynagrodzenia za deklarowaną wielkość redukcji po szóstym przypadku).

Najnowszą propozycją PSE S.A. są Interwencyjne Programy DSR (IP-DSR), dzięki którym osiągnęte są dodatkowe udogodnienia w systemie, począwszy od 500 MW mocy dyspozycyjnej w każdej godzinie przedziału gwarancji, większa swoboda w definiowaniu produktów, aż po efektywne kryteria wyboru oferenta na etapie kontraktacji. W dniu 7 marca bieżącego roku ogłoszono przetarg i na czerwiec planowana jest kontraktacja mocy redukcji. W ramach IP-DSR określony został program gwarantowany, składający się z opłat za gotowość i wykorzystanie z pełnego zestawu parametrów ofert na etapie kontraktacji usługi oraz produktu stałego (S), elastycznego (E) i przerywanego (P), jak również program bieżący.

Kolejnym obszarem zastosowania DSR jest rynek mocy, który jest rozwiązaniem mającym na celu zapewnienie rentowności konwencjonalnych aktywów wytwórczych, zagrożonych zjawiskami *missing money* i *missing capacity*. Aktualnie w Europie, jak i na całym świecie, podejmowane są kroki zmierzające do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w ogólnym miksie energetycznym, co jak wiadomo implikuje szereg nowych wyzwań na rynku energii elektrycznej, który nie jest w stanie zapewnić finansowania nowych mocy konwencjonalnych w sytuacji, kiedy rośnie generacja z subsydiowanych źródeł energii. Rynek mocy projektowany dla Polski w pewnym stopniu bazuje na rozwiązaniach brytyjskich, w związku z tym warto przyjrzeć się wynikom ostatnich aukcji przeprowadzonych w Wielkiej Brytanii. W ramach przeprowadzonych aukcji zakontraktowano łącznie ok. 52,5 GW mocy, w tym ok. 1,4 GW w DSR. Cena rozliczeniowa wyniosła ok. 22,5 GBP/kW, co w przybliżeniu odpowiada kwocie 110 tys. PLN/MW/a i potwierdza scenariusz polski z udziałem DSR w koszyku dla jednostek istniejących, który według szacunków jest wyceniany na 110 tys. PLN/MW/a. Biorąc pod uwagę atrakcyjność mechanizmów oferowanych przez PSE S.A. można przypuszczać, że wykorzystanie DSR w ramach rynku mocy będzie raczej niewielkie, ale nie zmienia to faktu, że przy dobrze rozwiniętych zachętach ekonomicznych szacuje się

krajowy potencjał redukcji zapotrzebowania na poziomie co najmniej 2 000 MW.

Ostatnia część wystąpienia była poświęcona analizie przypadku deficytu mocy w Polsce, który miał miejsce 10 sierpnia 2015 r. i podobnej sytuacji we Francji pod koniec 2016 r.



Fot. 3. Wystąpienie prof. Jana Popczyka

Długo utrzymujące się wysokie temperatury w Polsce doprowadziły do ponadprzeciętnego obciążenia KSE ze względu na zintensyfikowany pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne. Sytuację jednocześnie pogarszał stan hydrologiczny, ponieważ niski poziom wód w rzekach uniemożliwiał efektywne chłodzenie bloków, co doprowadziło do wystąpienia istotnych ubytków mocy w źródłach konwencjonalnych. W efekcie splotu powyższych wydarzeń doszło do wprowadzenia administracyjnego ograniczenia w poborze energii elektrycznej. W godzinach od 10:00 do 17:00 ogłoszony został 20. stopień zasilania, natomiast od 17:00 do 22:00 niższy 19. stopień zasilania. W okresie od 11 do 31 sierpnia na terenie Polski wprowadzono ograniczenia dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW. W celu minimalizacji skutków spadku mocy w systemie uruchomiono również *redispatching* przy współpracy z operatorami z Czech i Słowacji. Niestety wprowadzenie stopni zasilania spowodowało zniekształcenie impulsów cenowych w sytuacji kryzysowej, redukując tym samym zachęty do budowy źródeł szczytowych i wykorzystania DSR.

Zupełnie inaczej z podobnym problemem poradził sobie francuski OSP. Powodem deficytu mocy we Francji były nieplanowane wyłączenia reaktorów jądrowych, niska generacja OZE oraz niska temperatura, która doprowadziła do rekordowego wzrostu zapotrzebowania na poziomie ok. 100 GW. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że zdecydowanie większa część gospodarstw domowych we Francji jest ogrzewana przy

wykorzystaniu energii elektrycznej, co w konsekwencji powoduje wzrost zapotrzebowania na moc o 2,4 GW przy spadku temperatury o 1 K. W tej trudnej sytuacji, operator RTE France postanowił odwołać się do reakcji społecznej i przy wykorzystaniu mobilnej aplikacji ECO2MIX informował odbiorców komunalnych o konieczności podjęcia działań oszczędnościowych. Każdy, kto zainstalował na swoim telefonie wspomnianą aplikację, otrzymywał powiadomienia przypominające o wyłączeniu urządzeń, z których się nie korzysta, jak również prośby o obniżenie temperatury ogrzewania o 1-2 K. Ponadto wykorzystano wszystkie połączenia importowe na poziomie ok. 12 GW i obniżono napięcie sieci o 5%. Operator dysponował również możliwością redukcji obciążenia dużych odbiorców na poziomie około 1,5-3 GW.

W podsumowaniu wystąpienia prelegent podkreślił, że na dzień dzisiejszy istnieją dwa mechanizmy wykorzystania DSR, które mogą wspierać zapewnienie bezpieczeństwa systemu przesyłowego w sytuacjach deficytu mocy. Są nimi JGOa oraz tzw. „negawaty”. Jednak scenariusz przyszłości, w kontekście wykorzystania DSM, staje się coraz bardziej klarowny, w szczególności dotyczy to konkurencji wśród źródeł szczytowych, która zawęża się do DSR i źródeł gazowych, wyposażonych w proste turbiny gazowe bądź silniki spalinowe. Kluczowymi czynnikami dla rozwoju DSR w perspektywie najbliższych lat będą kwestie związane z implementacją inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców masowych wraz z wprowadzeniem taryf dynamicznych bądź tzw. cenotwórstwa czasu rzeczywistego. Kluczowe będzie również zapewnienie odpowiednich zachęt ekonomicznych w okresie dojścia technologii rozproszonych do parytetu sieciowego. Istotne znaczenie może mieć także wzrost wykorzystania rozproszonych instalacji prosumenckich, wyposażonych w magazyny energii, pozwalających na sterowanie profilem zapotrzebowania odbiorców oraz spadek kosztów produkcji akumulatorów litowo-jonowych na potrzeby domowych magazynów energii i pojazdów elektrycznych.

## PODSUMOWANIE

Debata cieszyła się dużym zainteresowaniem – wzięto w niej udział ponad 60 osób. Ważną jej częścią była dyskusja, w której oprócz referentów poszczególnych tematów, głos zabierali między innymi:

- dyrektor Andrzej Rajner z TAURON Polska Energia,
- Ludwik Pinko z Oddziału Gliwickiego SEP,
- prezes Piotr Kołodziej z SCE Jaworzno Spółka z Grupy Tauron,
- Jan Kapinos, prezes Oddziału Gliwickiego SEP,
- prof. Tadeusz Glinka, dr hab. inż. Roman Krok i dr hab. inż. Krzysztof Dębowski z Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej.

Ograniczone ramy artykułu nie zezwalają na zaprezentowanie pełnego sprawozdania z debaty i dyskusji. Zapis debaty, w tym dyskusji, można znaleźć na stronie internetowej Oddziału Gliwickiego SEP pod adresem: [www.sep.gliwice.pl](http://www.sep.gliwice.pl)

Najważniejsze wnioski z debaty można sformułować następująco:

- Istnieje potrzeba opracowania kompleksowego PROGRAMU REWITALIZACJI BLOKÓW 200 MW z uwzględnieniem aspektów technicznych, technologicznych, środowiskowych i organizacyjno-prawnych na podstawie wyników audytu funkcjonujących bloków 200 MW i istniejącej infrastruktury, w kontekście projektu ustaw o OZE oraz o rynku mocy.
- Wybór technologii modernizacji bloków 200 MW oraz sposób i poziom utrzymania technicznego, zapewniające bezpieczeństwo techniczne oraz wysoką dyspozycyjność, powinny mieć priorytet.
- Sprawą otwartą jest tryb pracy bloków 200 MW, na który powinna być ukierunkowana strategia ich rewitalizacji. Alternatywnym trybem do powszechnie obecnie uznawanego, w kręgach energetyki konwencjonalnej, trybu pracy regulacyjno-bilansującej jest tryb pracy podstawowej. Taki wniosek wynika z generalnej koncepcji alokacji zasobów regulacyjno-bilansujących w obszar energetyki rozproszonej (artykuł prof. J. Popczyka).
- Postulowane są trzy „składowe” doktryny energetycznej:
  - WEK-NI-EP (wielkoskalowa energetyka korporacyjna – niezależni inwestorzy – energetyka prosumencka): dynamiczny system trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050 r.
  - Transformacja rynku WEK (zwłaszcza rynku wytwórczego, na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV) w rynki regulacyjno-bilansujące NI/EP+ (na infrastrukturze sieciowej SN/nN); ponadto eliminacja wsparcia w energetyce w horyzoncie 2025 r.
  - Rada Bezpieczeństwa Energetycznego monitorująca trzy wskaźniki: wskaźnik bezpieczeństwa operacyjnego, wskaźnik ryzyka *stranded costs*, wskaźnik ryzyka niewykorzystania szans rozwojowych.
- Jednym z kluczowych czynników rozwoju DSR (sterowania popytem na energię elektryczną) jest wzrost wykorzystania inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców masowych (komunalnych) wraz z wprowadzeniem taryf dynamicznych bądź cenotwórstwa czasu rzeczywistego.