



dr inż. Stanisław Tokarski, Główny Instytut Górnictwa, Katowice,
Centrum Energetyki AGH, Kraków

Po co modernizować stare bloki węglowe?

Energetyka polska weszła w nieodwracalny i głęboki proces zmian związanych przede wszystkim ze światowym rozwojem technologicznym energetyki odnawialnej. Nowoczesna energetyka staje się mniej emisyjną i oparta o różnorodność sposobów, skali i technologii wytwarzania oraz użytkowania energii. Stojąc przed koniecznością odbudowy energetyki w pełnym łańcuchu wartości, a więc od źródeł energii pierwotnej, poprzez jej wytwarzanie, magazynowanie i dostarczanie do odbiorców, postawić należy pytanie: Jak wykorzystać „rentę” nowych technologii, potencjał i aktywność społeczną w budowaniu różnorodnej i mniej emisyjnej energetyki jutra?



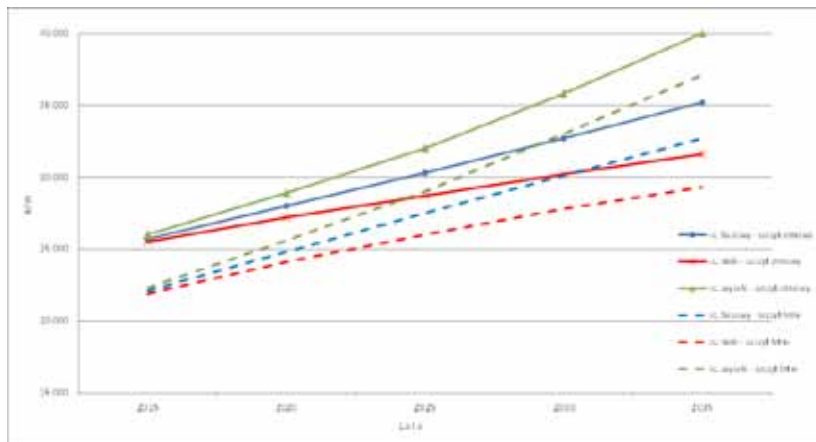
foto: pixabay.com

Do 2020 r. w Polsce oddanych zostanie do eksploatacji ok. 5,8 GW nowych mocy opartych o węgiel, w tym bloki gazowe w Płocku i Stalowej Woli. Postępy w inwestycjach w energetyce wiatrowej, czy fotowoltaicznej są trudniejsze do przewidzenia. Jak rozwinie się energetyka prosumencka, czy też klastry energii?

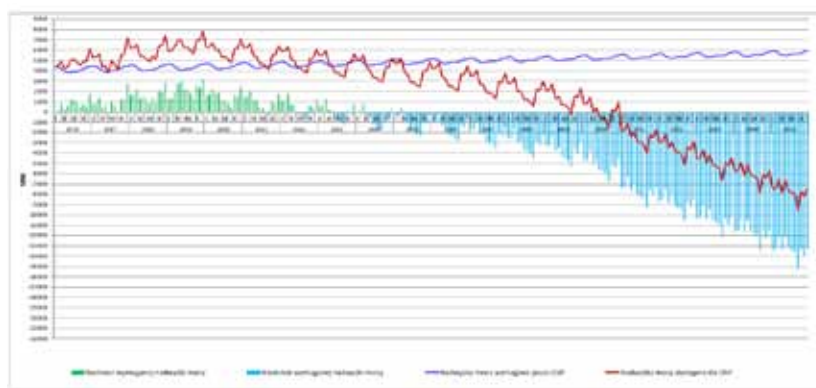
Nowe wielkoskalowe jednostki zapewne czeka „okres dziecięcy”, zanim osiągną dojrzałość i pełną dyspozycyjność, w którym będą poddane różnym próbom. Na podstawie doświadczeń z eksploatowanymi blokami klasy 200 i 360 MW można postawić hipotezę, okres oszwajania nowych jednostek, eliminacji słabych punktów zajmie pewien okres. W tym czasie bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego mogą zapewnić jednostki 200 MW, po uprzednim dostosowaniu ich do nowych wymogów emisyjnych, wynikających z konkluzji BAT do dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED), względnie po uzyskaniu stosownych odstępstw z art. 15(4) IED.

■ Ile mamy mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie w okresie przejściowym?

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. spółka, która odpowiada za bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) zamieściły na swojej stronie internetowej Raport: „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035” sporządzony 20 maja 2016 r. W Raporcie przedstawiono zapotrzebowanie na moc szczytową KSE w okresie do 2035 r. Przeanalizowano sytuację krajowego systemu, w związku z czekającymi operatorów jednostek węglowych kolejnymi modernizacjami, pod kątem spełnienia wymogów emisyjnych, wynikających z projektu konkluzji BAT do dyrektywy IED. Rys. 1 przedstawia prognozę zapotrzebowania na moc szczytową w różnych scenariuszach popytowych.



Rys. 1. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035, www.pse.pl



Rys. 2. Zapotrzebowanie na moc szczytową w scenariuszu modernizacyjnym BAT, Raport PSE

Spodziewana jest publikacja nowych standardów w drugiej połowie 2017 r. Założono, że operatorzy zmodernizują jednostki wytwórcze pod kątem nowych wymogów (scenariusz modernizacyjny BAT), albo w związku ze znacznymi nakładami i zmniejszającą się ilością godzin pracy, odstawią je wcześniej niż pierwotnie zakładano i zgłoszą do PSE (scenariusz wycofań BAT).

W związku z trudną sytuacją na rynku energii, spadającymi cenami energii, zagrożeniami zaostreżenia polityki klimatycznej, prognozowanym wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂, niepewnościami co do nowych technologii wytwórczych, rozwojem energetyki prosumenckiej i klastrowej, proponujemy rozważenie trzech scenariuszy okresu przejściowego, z wariantami wydłużenia, bądź nie, czasu pracy bloków

200 MW. Trzeci scenariusz zakłada wstrzymanie niektórych podjętych już inwestycji.

1. Scenariusz modernizacyjny BAT:
 - bez wydłużenia czasu pracy bloków 200 MW;
 - z wydłużeniem czasu pracy bloków 200 MW.
2. Scenariusz wycofań BAT.
3. Scenariusz wstrzymania inwestycji. Założenia dla scenariusza modernizacyjnego BAT przedstawiają się następująco:
 - Operatorzy jednostek konwencjonalnych podejmują biznesowe decyzje o ich modernizacji celem dostosowania do wymogów konkluzji BAT.
 - Jednostki zbędne z punktu zarządzania systemem elektroenergetycznym (PSE) zostają wycofane

i zlikwidowane (w szczególności bloki klasy 120 MW).

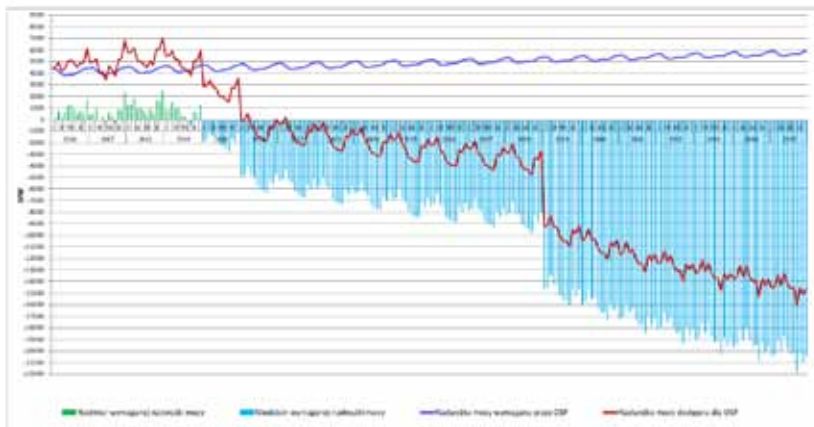
- Część jednostek, przeznaczona do pracy w reżimie do 1500 godzin rocznie (na podstawie informacji z PSE), (ok. 2000 MW rezerwy strategicznej), korzysta z derogacji z art. 15 dyrektywy IED.
- Pozostała część jednostek jest modernizowana do wymogów BAT, w tym część w sposób zaawansowany (zwiększenie sprawności, elastyczności, bloki wielopaliwowe). Nakłady rzędu 80-100 mln na jednostkę.
- Źródła finansowania modernizacji początkowo w formie ORM i opłaty za rezerwę strategiczną (ok. 30 mln na blok klasy 200 MW), docelowo z rynku mocy.
- W tym scenariuszu, wg prognoz PSE, w 2035 r. wymaganych będzie 14 GW nowych mocy.
- Dodatkowo dla zapewnienia bezpiecznej transformacji ku nowej, nieemisyjnej generacji, przyjęty zostaje rządowy program wydłużenia eksploatacji bloków klasy 200 MW o 10 lat (planowane odstawienia nastąpią w latach 2035-2045).

Rys. 2 przedstawia zapotrzebowanie ma moc szczytową w KSE w perspektywie 2035 r. Widać, że pierwsze ciągłe niedobory mocy szczytowej pojawiają się od 2025 r., kiedy przewidywane jest odstawienie pierwszych bloków klasy 200 MW.

W przypadku realizacji scenariusza modernizacji BAT, z założeniem przedłużenia eksploatacji bloków energetycznych 200 MW o 10 lat możliwe jest przesunięcie potencjalnego deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym z 2025 r. na 2035 r.

Założenia scenariusza wycofań BAT:

- Operatorzy jednostek konwencjonalnych, z uwagi na trwale nierentowną produkcję, podejmują decyzję o wycofaniu z eksploatacji bloków klasy 200 MW na węgiel kamienny, a w dalszej kolejności na węgiel brunatny.
- Wg prognoz PSE w tym scenariuszu



Rys. 3. Zapotrzebowanie na moc szczytową w scenariuszu wycofań BAT, Raport PSE

szu wycofanych zostaje z rynku:

- ok. 6,5 GW do 2020 r.;
- ok. 10 GW do 2025 r.;
- ok. 17 GW do 2030 r.

- Docelowo, do 2035 r. odtworzyć należy 21 GW mocy wytwórczych.
- Likwidacja jednostek konwencjonalnych uwalnia potencjał finansowy w wysokości ok. 12-16 mld zł nieponiesionych nakładów na modernizację.

Rys. 3 przedstawia zapotrzebowanie na moc szczytową w scenariuszu wycofań BAT. Pierwszy ciągły niedobór pojawia się przed 2020 r.

Założenia scenariusza wstrzymania inwestycji:

- Decyzje o budowie 5,8 GW nowych mocy, w tym bloków klasy 1000 MW w Kozienicach, Opolu i Jaworznie podjęte były przy prognozach rosnących cen energii, w ramach strategii dywersyfikacji węgla-gaz-OZE.
- Aktualne prognozy rynku energii nie skłaniają ku podejmowaniu biznesowych decyzji o budowie nowych źródeł węglowych.
- Przy braku mechanizmów rynku mocy, koszty produkcji z nowych jednostek będą wyższe niż prognozowane ceny energii.
- Pojawi się potencjalne ryzyko kosztów osieroconych.
- Inwestorzy podejmują decyzje o wstrzymaniu niektórych inwestycji.

- W bilansie PSE, w 2035 r. dodatkowo ubywa 1,5-2 GW wstrzymanych mocy i 1,6 GW wliczonych do rachunku mocy elektrowni jądrowej.
- Sumarycznie w 2035 r. należy odtworzyć ok. 24 GW mocy.

W scenariuszu wstrzymania inwestycji ubywa dodatkowo 3-4 GW mocy przed 2020 r., co pogłębia deficyt zaprezentowany na rys. 3.

■ Doświadczenia i wnioski z modernizacji bloków węglowych pod kątem dyrektywy IED

Po przyjęciu przez Parlament i Radę Europejską w 2010 r. dyrektywy IED, która określiła nowe standardy emisyjne dla dużych źródeł spalania, rozpoczął się wieloletni i kosztowny proces modernizacji elektrowni węglowych, który umożliwił spełnienie nowych wymogów od 1 stycznia 2016 r. Dla jednostek klasy 200 i 360 MW wydano na modernizację sumy rzędu 100-150 mln zł na każdy blok. Jednocześnie Komisja Europejska, w ramach tzw. procesu sewilskiego rozpoczęła prace nad określeniem kolejnych wymogów, najlepszych dostępnych technologii dla elektrowni, które będą obowiązywać w cztery lata po ich ogłoszeniu, a więc najprawdopodobniej od połowy 2021 r. Spowoduje to konieczność kolejnej, niekoniecznie uzasadnionej ekonomicznie moderni-

zacji zmodernizowanych właśnie bloków energetycznych. A kiedy czeka nas kolejna modernizacja właśnie planowanych do modernizacji bloków? Nie jest to pytanie retoryczne, zwłaszcza w kontekście rozważań o zapotrzebowaniu na moc szczytową w KSE do 2035 r. i braku jasnych horyzontów inwestycyjnych. Z drugiej zaś strony totalna wojna z węglem w energetyce trwa i nic nie wskazuje, że zelżeje.

W powszechnej opinii w środowiskach energetycznych jest przekonanie, że podstarzałe już bloki węglowe, po ostatnich modernizacjach zakładając, że normy emisyjne nie zostają podniesione, mogą pracować mniej więcej do 2035 r. Taka jest ocena ich stanu technicznego, w części kotłowej, turbinowej i urządzeń pomocniczych. Zasadnym więc jest zadanie pytania o ocenę prowadzonych przez ostatnie kilka lat modernizacji, o to jakie osiągnięto rezultaty w zakresie ochrony środowiska, podniesienia sprawności i regulacyjności bloków, czy wreszcie jakie popełniono błędy?

W dniach 29 do 30 marca 2017 r. w Kazimierzu Dolnym, odbyła się III Konferencja Techniczna Wydawnictwa „Nowa Energia” „Utrzymanie Ruchu - remonty, modernizacje”. Referaty podzielono na trzy grupy zagadnień: doświadczenia z modernizacji poszczególnych urządzeń; poprawa sprawności, elastyczność, minima techniczne; diagnostyka, co trzeba poprawić?

Uczestnicy konferencji poproszeni zostali o udzielenie odpowiedzi na trzy pytania:

1. Podjęcie budowy bloków węglowych o dużej mocy klasy 1000 MW zostało w ostatnich latach uznane jako standard, ale coraz częściej słychać głosy przeciwnie. Stąd też pojawia się dyskusja nad programem modernizacji i przedłużenia czasu eksploatacji bloków 200 MW, czy też kontynuacji budowy bloków 1000 MW lub ewentualnej budowy bloków IGCC. Trzecią możliwością jawi się inwestowanie w generację rozproszoną, w tym kogenerację i OZE. Zatem uznając, że przynaj-

miej powinniśmy utrzymać moce wytwórcze na tym samym poziomie należy:

- a. Budować nadal bloki klasy 1000 MW, ewentualnie gazowo-parowe, ze zgazowaniem węgla (IGCC).
 - b. Zmodernizować bloki klasy 200 MW (Program 200+).
 - c. Inwestować w generację rozproszoną, w tym źródła kogeneracyjne i odnawialne.
2. Zmodernizowane bloki węglowe, zwłaszcza na węgiel kamienny coraz częściej pełnią funkcję regulacyjną w systemie elektroenergetycznym. Czy z uwagi na ich właściwości, przeznaczenie zgodne z projektem (zwłaszcza bloki nadkrytyczne zmuszone do pracy w reżimie podkrytycznym) są w stanie zapewnić bezpieczeństwo ruchowe systemu elektroenergetycznego?
- a. Tak, dotychczasowe doświadczenia ruchowe pozwalają na przyjęcie, że bloki te mogą pełnić funkcję regulacyjną.
 - b. Nie, zwłaszcza praca w reżimie podkrytycznym jest niemożliwa i zarówno dla bloków starszych na parametry podkrytyczne, jak i nowszych istotnie zwiększ ich awaryjność.
 - c. Bloki węglowe powinny pracować w miarę potrzeb w podstawie, regulacyjność systemu winna być budowana w oparciu o inne elementy systemu (DSR, źródła OZE z magazynami energii, bloki gazowe).
3. Dla zapewnienia efektywności ekonomicznej bloków węglowych przy obniżającej się liczbie godzin pracy, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmów płatności za moce rezerwowe w postaci np. rynku mocy. Opłata za moc spowoduje wzrost cen energii dla odbiorców. Czy w związku z tym:
- a. Należy wprowadzić instrument w postaci płatności za moc, tak aby zapewnić uzyskanie nieujemnych wyników finansowych przez jednostki pracujące np. 500 godzin w ciągu roku.

b. Nie wprowadzać rynku mocy i pozwolić na swobodną grę rynkową, a bilansowanie systemu elektroenergetycznego oprócz w większym stopniu o import energii i DSR.

c. Regulacjami ustawowymi utrzymać w eksploatacji jednostki węglowe przez państwowe koncerny do czasu powstania nowych źródeł dużej mocy, rozproszonych i odnawialnych, w tym prosumenckich.

Odpowiedzi udzielone przez uczestników okazały się niestandardowe, jak na środowisko energetyczne i okołoenerygetyczne. Mianowicie w kwestii pierwszej największa ilość ankietowanych opowiedziało się inwestowaniem w generację rozproszoną, w tym źródła kogeneracyjne i rozproszone, a zdecydowana mniejszość za budową dużych bloków węglowych. Na pytanie drugie, czy bloki węglowe mogą pełnić funkcje regulacyjne w systemie w okresie transformacji, prawie połowa odpowiedziała, że tak, ale tyle samo wskazało, że funkcje regulacyjne powinny pełnić inne elementy systemu, w tym źródła OZE z magazynami energii, DSR, bloki gazowe. Wreszcie kwestia trzecia, czyli pytanie jak finansować koszty coraz krócej pracujących, ale niezbędnych dla systemu bloków?. Tutaj ku zdziwieniu większość wskazała, iż powinno się to odbywać regulacjami ustawowymi, czyli bez dodatkowego wynagrodzenia. A więc wprowadzenie rynku mocy jest zbędne. Państwo wymusi swoimi regulacjami dostępność mocy ze swoich firm energetycznych.

Na zakończenie konferencji odbył się Panel Dyskusyjny z udziałem przedstawicieli branży energetycznej i firm dostarczających usługi remontowe i modernizacyjne, gdzie między innymi wymieniono poglądy o jakości i osiągniętych rezultatach ostatniej modernizacji. W wyniku dyskusji można przedstawić następujące konkluzje:

1. Modernizacje bloków węglowych pod kątem spełnienia wymogów dyrektywy IED na dzień 1 stycznia 2016 r. zostały przeprowadzone poprawnie i doprowadziły do uzyska-

- nia zamierzonych efektów.
2. Mając dzisiejszą wiedzę o nowych, surowszych wymaganiach emisyjnych, które wkrótce zostaną wprowadzone konkluzjami BAT do dyrektywy IED (najprawdopodobniej od 2021 r.), można było podjąć bardziej ambitne wymagania ograniczenia emisji niektórych związków szkodliwych, czy też zastosować inną technologię redukcji (SCR zamiast SNCR dla odazotowania spalin).
 3. Przedmiotem prowadzonych modernizacji w zasadzie nie było zwiększenie elastyczności, czy też ograniczenie minimów technicznych bloków. Te wymagania pojawiły się później, w związku z zwiększającą się generacją wiatrową.
 4. Różny był zakres modernizacji dla poszczególnych bloków, w związku z powyższym podjęcie kolejnych modernizacji pod kątem spełnienia wymogów konkluzji BAT będzie miało zróżnicowany zakres. Należy powiązać zakres planowanych modernizacji z przewidywanym czasem pracy w systemie.
 5. Największymi wyzwaniami nowych reżimów eksploatacyjnych i wymogów emisyjnych będą:
 - regulacyjność i czasy rozruchu,
 - korozja niskotlenowa,
 - obniżenie emisji tlenków azotu,
 - „zarządzanie” rtęcią w procesie spalania, w tym problem jej wyłapywania, zwłaszcza dla węgla brunatnego.
 6. Planując przedłużenie czasu eksploatacji bloków klasy 200, tak aby ich techniczny okres odstawienia przesunąć z lat 2025-2035, na lata 2035-2045 należy dokonać oceny stanu urządzeń pomocniczych, w tym urządzeń nawęglania, stanu głównych rurociągów parowych, elementów ciśnieniowych, automatyki blokowej.
 7. Czynnikiem sukcesu winna być skuteczna diagnostyka i prewencja. Planując zadania remontowo-modernizacyjne w celu przedłuże-

nia eksploatacji bloków 200 MW, w szczególności każdy z operatorów musi uwzględnić posiadaną przez siebie bazę danych diagnostycznych, głównie dla elementów krytycznych (grubościennych) kotłów, turbin, rurociągów parowych i wody zasilającej.

Dla kotła:

- walczak;
- komory przegrzewaczy pary świeżej i wtórnie przegrzanej;
- komory ekranowe;
- rurociągi komunikacyjne;
- rury powierzchni ogrzewalnych.

Dla rurociągów parowych i wody zasilającej:

- kolana;
- kształtki (czwórniki, trójniki);
- armatura;
- oraz stan zamocowań.

Dla turbiny:

- korpusy i obejmy, zwłaszcza WP i przednia część SP;
- komory zaworowe;
- wirniki WP, SP i NP;
- tarcze kierownicze.

Należy liczyć się z wymianami kryterialnych powierzchni ogrzewalnych kotłów. W przypadku prac nad uelastycznieniem pracy bloków zapewne wymagany będzie zwiększony zakres i częstotliwość badań UDT. Wyzwaniem może być również dochowanie standardów emisji w pełnym, rozszerzonym zakresie pracy instalacji.

8. Niepewność przyszłych regulacji środowiskowych nakazuje ostrożność w planowaniu dużych nakładów, istnieje bowiem ryzyko nieodzyskania inwestowanych środków w skracającej się perspektywie eksploatacyjnej.

■ Podsumowanie

Energetyka polska znajduje się w okresie transformacji ze stanu jaki znamy ku nowym niezupełnie przewidywalnym kształtom. Na podstawie doświadczeń krajów zachodnioeuropejskich, zwłaszcza Niemiec i państw skandynawskich możemy próbować

uniknąć niektórych błędów, lepiej zdefiniować funkcję okresu przejściowego i zminimalizować koszty transformacji:

- Transformacja energetyki, a szerzej obszaru energia, rozumianej łącznie z elektryfikacją części ogrzewania, elektromobilnością i innych dziedzin życia już się zaczęła i nie można jej powstrzymać.
- Energetyka systemowa, taką jaką znamy, choć krytykowana, wypełniła swoją podstawową funkcję w okresie transformacji, a więc zapewniła ciągłą dostawę energii dla gospodarki i gospodarstw domowych po cenach umożliwiających zadawalający rozwój gospodarczy.
- Kluczowym zagadnieniem okresu transformacji jest optymalizacja procesu rozumiana jako wypadkowa kosztów dla gospodarki i użytkowników, ciągłości dostaw, niezależności energetycznej, skutków społecznych i kosztów restrukturyzacji sektora węglowego.
- Jak wypełnić lukę generacyjną od 2020 r., czy wystarczająco silne są motywacje finansowe, atrakcyjne i dojrzałe technologie i wola zmiany???
- Czy teza: Scenariusz modernizacji istniejących jednostek systemowych, z opcją przedłużenia o 10-15 lat ich eksploatacji (Program 200+), stanowi wystarczająco silną ostonę, przy racjonalnych kosztach (ok. 9-10 mld zł CAPEX), dla procesu transformacji energetyki w perspektywie 2050 r. jest prawdziwa?

□