

# Biuletyn

**nr 3/1995****PRO NOVUM**  
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES**Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz, dr inż. Jerzy Trzeszczyński****Dr inż. Jerzy Trzeszczyński**

UKD 621.311.2:621.31.004.67

Pro Novum — Katowice

## Przedłużanie eksploatacji i modernizacja elektrowni

Energię elektryczną w Polsce wytwarzają obecnie elektrownie, których bloki pracują dłużej niż 100 000 godzin. Wśród elektrowni zawodowych wyjątek stanowi Elektrownia Opole, w której dwa bloki o mocy jednostkowej 360 MW zostały oddane do eksploatacji w ostatnich latach. Jest to obecnie, i w dającej się przewidzieć przyszłości, jedyna elektrownia w budowie.

Elektrownie opalane paliwem stałym budowano na 25—35 lat eksploatacji. Zakładano, że po tym czasie zostaną one zastąpione nowymi jednostkami, które pokryłyby wzrost zapotrzebowania na moc, jednocześnie produkując tanią energię. Ze względu na zmniejszone zapotrzebowanie na moc, wysokie koszty budowy i kredytów przewidywania te nie spełniły się. Zwiększa się zatem średni wiek elektrowni oraz powstaje konieczność wydłużenia czasu eksploatacji urządzeń do 50—60 lat i dłużej. Według szacunków zagranicznych koszty przedłużenia czasu eksploatacji starych elektrowni są od 2 do 4 razy mniejsze na jednostkę mocy od kosztów budowy nowych obiektów.

Z wymienionych powodów rewitalizacja starych obiektów energetycznych, w tym także elektrowni, stała się głównym zadaniem energetyki światowej już w latach osiemdziesiątych. W energetyce krajowej, z podobnych względów, sprawa ta nabiera obecnie strategicznego znaczenia. Można założyć — kierując się doświadczeniami instytucji zagranicznych i własną znajomością stanu technicznego krajowych obiektów energetycznych — że wg kryteriów technicznych w elektrowniach zawodowych, w których urządzenia pracują dłużej niż 150 000 godzin, należy rozpoczynać proces ich rewitalizacji. Wynika to przede wszystkim z faktu, że po przekroczeniu przydatności projektowej (100 000 godz.) urządzenia zbliżają się do okresu przydatności dopuszczalnej (180 000—230 000 godzin). Dalsze przedłużanie eksploatacji bloków energetycznych (bez przedsięwzięć rewitalizacyjnych) ponad okres przydatności dopuszczalnej, jakkolwiek technicznie możliwe (tzw. okres przydatności indywidualnej), jest w energetyce zawodowej nie do przyjęcia (spadek dyspozycyjności bloków, rosnąca częstość badań i przeglądów).

Koszty rewitalizacji elektrowni, jakkolwiek znacznie mniejsze od kosztów budowy nowych (wg danych EPRI 1,2—2,0 mln USD/MW), będą obok względów technicznych głównym czyn-

nikiem wymuszającym sposób i tempo modernizacji. Z przyczyn ekonomicznych szybka modernizacja wszystkich obiektów będzie niemożliwa do przeprowadzenia. W tych warunkach posiadanie przez elektrownie poprawnie opracowanych strategii technicznej rekonstrukcji bloków energetycznych okaże się sprawą o znaczeniu podstawowym.

### Program rewitalizacji elektrowni — główne założenia

Przy konstruowaniu programu rewitalizacji elektrownie muszą uwzględniać przesłanki natury zewnętrznej i wewnętrznej.

Do **przesłanek zewnętrznych** należą przede wszystkim informacje płynące z centrum gospodarczego, dotyczące przewidywanej koniunktury w gospodarce krajowej i trendy kształtowania się zapotrzebowania na energię, cen energii, paliw, kredytu, kursu PLN etc. Biorąc pod uwagę znaczną, naturalną niepewność przy prognozowaniu kształtowania się wymienionych czynników, brak klarownej strategii centrum gospodarczego oraz duży udział tzw. ręcznego sterowania procesami gospodarczymi — niepewność prognoz w tej mierze będzie zapewne bardzo duża, a potrzeba odwołania się do intuicji i przede wszystkim tzw. zdrowego rozsądku — nieunikniona.

Znacznie mniejsze piętno niepewności i ryzyka wnoszą **przesłanki wewnętrzne**: organizacyjne i techniczne. Zwłaszcza te ostatnie mogą być ujęte w stosunkowo ściśle zdefiniowany system zabiegów diagnostycznych, eksploatacyjnych i remontowych.

Ze względu na liczbę zainstalowanych urządzeń, ich obecny stan techniczny oraz sprawność (5—8% niższa niż jednostek o mocy 360 MW i większej) główną uwagę należy skierować na bloki o mocy 120 i 200 MW.

Teoretycznie są możliwe dwa sposoby rewitalizacji:

- **jednokrotna** — z całkowitym odnowieniem urządzenia w czasie długotrwałego postoju,
- **kilkuetapowa** — realizowana w kolejnych postojach remontowych w ciągu 8—12 lat.

Z przyczyn ekonomicznych oraz w związku ze znaczną niepewnością długoterminowych prognoz odnośnie do warunków produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w praktyce pod uwagę może być brany drugi sposób modernizacji.

### Cele modernizacji

Przy podejmowaniu działań modernizacyjnych bierze się pod uwagę możliwość zrealizowania następujących zadań.

1. Zachowanie wysokiej dyspozycyjności:
  - bez zwiększenia mocy całkowitej turboszespołu,
  - ze zwiększeniem mocy całkowitej turboszespołu.
2. Wzrost sprawności (zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła).
3. Spełnienie wymagań norm ekologicznych obecnie obowiązujących i przewidywanych do wprowadzenia w najbliższym czasie.
4. Poprawa regulacyjności.
5. Poprawa bezpieczeństwa i komfortu obsługi.

Z uwagi na bezpośredni interes ekonomiczny elektrowni za główne cele modernizacji uważa się:

- zachowanie wysokiej dyspozycyjności,
- spełnienie wymagań ekologicznych,
- podniesienie sprawności.

Zrealizowanie celu pierwszego jest warunkiem dalszej możliwości produkcji energii elektrycznej, natomiast spełnienie wymagań ekologicznych pozwala uniknąć wysokich kar.

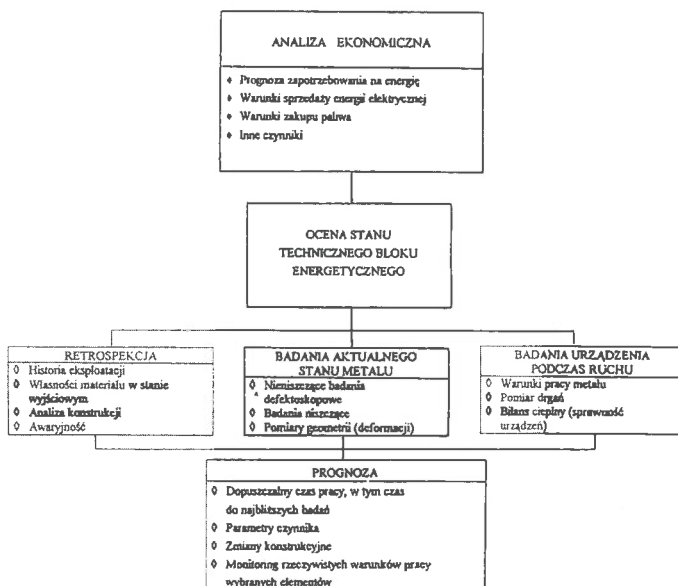
W zależności od sytuacji ekonomicznej elektrowni oraz możliwości sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej, jednocześnie z realizacją wymienionych celów głównych wykonuje się dodatkowe zadania modernizacyjne. Najkosztowniejszym i często kontrowersyjnym zadaniem modernizacyjnym jest poprawa sprawności. Przy nie zmienionych parametrach obiegu (ciśnienie, temperatura) praktyczne znaczenie może mieć modyfikacja układu przepływowego turbiny (zmiana profili łopatek, zmiana uszczelnień, likwidacja stopnia Baumana, reakcyjny wirnik części niskoprężnej) oraz modernizacja skraplacza. Na ogół proponowane obecnie elektrowniom rozwiązania zapewniają poprawę sprawności turboszespołu o kilka procent. Jeśli cel ten osiąga się stosunkowo niewielkim nakładem (zmiana profili łopatek, likwidacja stopnia Baumana), to korzyści z tego tytułu płynące są bezdyskusyjne. Jeśli natomiast brana jest pod uwagę wymiana wirnika, to opłacalność przedsięwzięcia jest problemem bardziej złożonym i zależy przede wszystkim od rzeczywistego czasu pracy turboszespołu, gdyż tylko przy ciągłej jego eksploatacji (w dłuższym okresie) można mówić o ekonomicznym sensie kilkuprocentowej poprawy sprawności.

Odrębnym problemem przy realizacji zadania związanego z poprawą sprawności jest zdefiniowanie sposobu pomiaru tego przyrostu. Czy odnosić go do sprawności znamionowej, czy do sprawności przed remontem? Ile wynosi przyrost spowodowany modernizacją, a ile w związku z innymi czynnościami remontowymi, wreszcie z jaką dokładnością można wykonać sam pomiar? Największe korzyści można osiągnąć obecnie przy tzw. skojarzonej produkcji energii (energia elektryczna + ciepła). Modernizacja turbiny w tym kierunku nie przedstawia większych problemów technicznych. Korzyści ekonomiczne z tego tytułu umożliwiają szybki zwrot poniesionych nakładów. Naturalnymi barierami tego sposobu modernizacji turbiny są:

- lokalizacja elektrowni,
- granica popytu na energię ciepłą.

### Ocena stanu technicznego

Niezależnie od tego czy analiza ekonomiczna wskazuje na większą opłacalność prostej odnowy bloku energetycznego, czy któregoś z wariantów modernizacji, następnym krokiem analizy (rys. 1) jest ocena stanu technicznego bloku. Wymaga to uporządkowania i analizy historii eksploatacji, jak również wykonania kompleksowych badań diagnostycznych i pomiarów, ze szczególnym zwróceniem uwagi na stan elementów krytycznych bloku energetycznego (tab. 1), tj. tych, których nagłe uszkodzenie naraża elektrownię na duże straty materialne, a dla obsługi stanowi zagrożenie życia. Stan pozostałych elementów turboszespołu oraz ciśnieniowych elementów kotła wpływa przede wszystkim na dyspozycyjność bloku.



Rys. 1. Algorytm oceny stanu technicznego bloku energetycznego

Elementy krytyczne bloku energetycznego

Tabela 1

| Urządzenie                     | Element   |
|--------------------------------|---|
| <b>Turbina</b>                 | wirniki (wał+ koła robocze)<br>korpusty turbiny<br>komory zaworowe<br>rurociągi przelotowe                                  |
| <b>Kocioł</b>                  | walczak<br>komory przegrzewaczy<br>komory ekranowe<br>komory podgrzewacza wody<br>rury opadowe<br>rurociąg wody zasilającej |
| <b>Główne rurociągi parowe</b> | kolana<br>kształtki<br>spoiny (przy kolanach i kształtkach)   |
| <b>Generator</b>               | wał wirnika<br>kołpaki<br>uzwojenie stojana (izolacja)  |

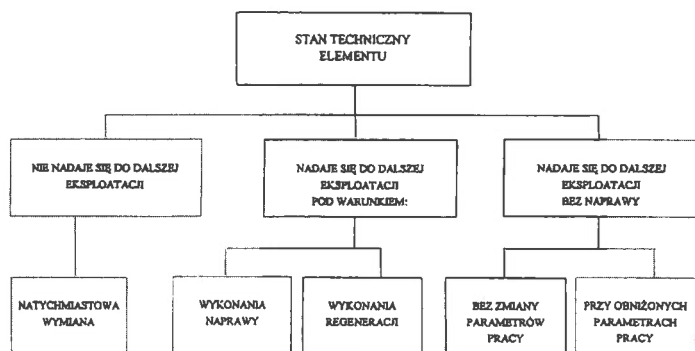
Przed podjęciem decyzji o dalszych losach urządzeń energetycznych ocena stanu technicznego elementów wpływających na dyspozycyjność też musi być dokonana. Jeśli celem modernizacji jest poprawa sprawności turbiny, bezwzględnie powinny

być wykonane pomiary w celu sporządzenia bilansu cieplnego poszczególnych jej części (najlepiej przed remontem modernizacyjnym), aby ustalić, jaki wpływ na sprawność ma wykonanie samego remontu.

Doświadczenie uczy, że najbardziej uciążliwą fazą oceny stanu technicznego bloku jest uporządkowanie i analiza danych dotyczących retrospekcji. Znaczącej wiedzy i doświadczenia wymaga także sporządzenie ostatecznej prognozy. Najważniejsza wydaje się poprawna ocena aktualnego stanu metalu. Z tym wiąże się przede wszystkim wybór miejsc do badań, który nie powinien być dokonany mechanicznie. Musi on wynikać z analizy konstrukcji urządzeń i znajomości warunków pracy. Miejsce badań i pomiarów powinny odpowiadać lokalizacji rzeczywistych stref największych uszkodzeń. Ze względu na braki oraz małą wiarygodność danych wyjściowych do obliczeń teoretycznego stopnia wyczerpania trwałości (początkowe własności materiału, rzeczywiste warunki pracy metalu) wskaźnik ten powinien mieć znaczenie pomocnicze.

### Techniczne przesłanki strategii modernizacji

Podstawowym elementem oceny stanu technicznego bloku jest opracowanie prognozy przydatności do dalszej eksploatacji elementów krytycznych oraz wpływających na niezawodność (dyspozycyjność). Wiedza o aktualnym stanie metalu, rzeczywistej geometrii elementów, rzeczywistych warunkach pracy, przyczynach uszkodzeń (w tym ocena możliwości ich usunięcia) stwarzają przesłanki do oszacowania trwałości indywidualnej elementów  $TI$  (rys. 2). Skojarzenie czasu  $TI$  z zakładanym na podstawie analizy ekonomicznej, docelowym czasem eksploatacji bloku  $TD$  pozwala określić dla poszczególnych elementów czasu wymaganego przedłużenia eksploatacji  $\Delta TE$ .

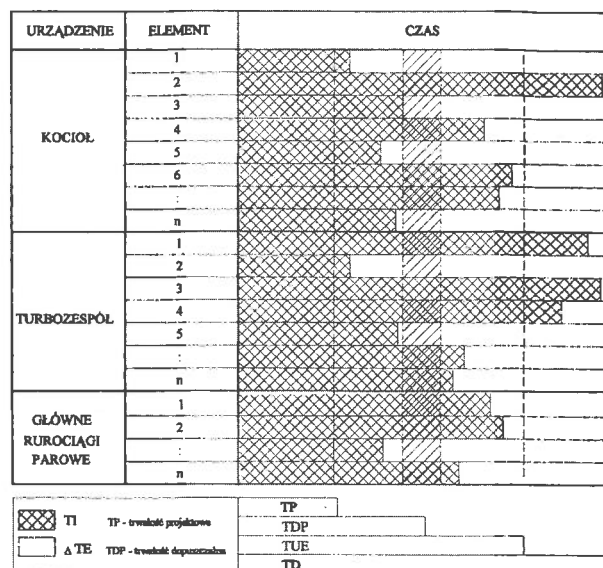


Rys. 2. Algorytm do oszacowania trwałości indywidualnej elementów bloku energetycznego

Jeśli czas

$$TD > TI,$$

to należy podjąć działania dotyczące zmiany konstrukcji, zmiany sposobu eksploatacji, regeneracji lub wymiany (ewentualnie połączonej z modernizacją), w celu przedłużenia trwałości indywidualnej. Schematycznie ten sposób rozumowania przedstawiono na rysunku 3. Takie ujęcie zagadnienia wskazuje na potrzebę indywidualnego podejścia do analizy dalszej przydatności poszczególnych elementów i sposobu przedłużenia ich eksploatacji. Podobna „filozofia” powinna obowiązywać odnośnie do związanych z tym nakładów i przewidywa-



Rys. 3. Trwałość indywidualna, projektowa i dopuszczalna bloku energetycznego

nych okresów amortyzacji. Zasadą powinien być postulat, aby czasy zwrotu nakładów poniesionych na przedłużenie eksploatacji (odnowę lub modernizację poszczególnych elementów) były możliwie najbliższe ekonomicznie uzasadnionemu czasowi zwrotu nakładów  $TUE$ . Chodzi o to, aby korzyści ekonomiczne z eksploatacji obiektu w okresie  $TD - TUE$  zapewniły maksymalny zysk z tytułu przedłużenia eksploatacji.

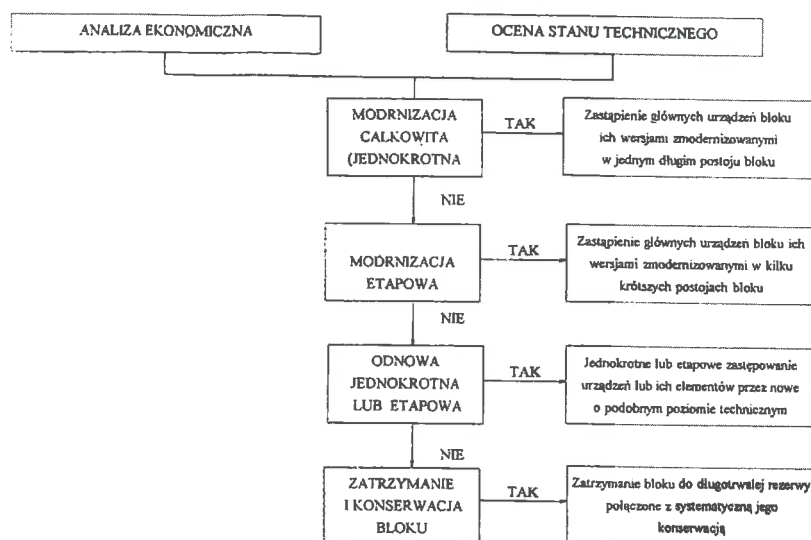
Analiza technicznych i ekonomicznych aspektów przedłużenia eksploatacji poszczególnych elementów bloku powinna prowadzić do rozpoznania globalnych potrzeb i możliwości elektrowni. Możliwe rezultaty takiej analizy przedstawiono na rysunku 4.

Wydaje się, że najczęściej będą realizowane warianty łączące etapową odnowę z niezbędną modernizacją, np. spełnienie wszystkich wymagań ekologicznych jest praktycznie niemożliwe bez działań typu modernizacyjnego. Dla elektrowni najstarszych oraz tych, które nie uzyskują wieloletnich gwarancji zakupu energii po cenie uwzględniającej zwrot nakładów na modernizację, przedłużenie czasu eksploatacji bloków powinno opierać się na systematycznie wykonywanych odnowach i regeneracjach elementów, połączonych z usuwaniem lub ograniczeniem przyczyn uszkodzeń (usuwanie błędów konstrukcyjnych, zmiany w technologii eksploatacji).

Najtrudniejszym zagadnieniem związanym z etapową modernizacją lub odnową są decyzje dotyczące:

- ◇ kolejności wymiany elementów krytycznych,
- ◇ ustalenia czasu docelowej eksploatacji bloku, zwłaszcza z punktu widzenia zapewnienia bezpiecznej eksploatacji elementów nie wymienianych (np. walczyk, wirniki, główne rurociągi parowe) lub wymienianych w pierwszym etapie rekonstrukcji bloku (np. skraplacz).

Jeśli chodzi o drugie zagadnienie, to wydaje się, że jego realizacja powinna być wspomagana działaniami dotyczącymi modyfikacji eksploatacji i przestrzegania określonych zasad nadzoru diagnostycznego połączonego z monitorowaniem i analizą rzeczywistych warunków eksploatacji. Jedną z głównych zasad rekonstrukcji bloków powinien być warunek eliminacji ewidentnych błędów konstrukcyjnych, które znane



Rys. 4. Analiza technicznych i ekonomicznych aspektów przedłużenia eksploatacji elementów bloku energetycznego

są głównie tym wszystkim, którzy przypadki uszkodzeń starają się wyjaśnić na drodze analizy konstrukcji i warunków eksploatacji.

### Podsumowanie

Niezależnie od szczegółowych celów odnowy lub modernizacji, celem głównym pozostaje możliwie najkorzystniejszy wynik ekonomiczny przedsięwzięcia. Z tego powodu wnioski z analizy ekonomicznej powinny stanowić podstawę do wyboru wariantu odnowy lub modernizacji oraz oceny poprawności przyjętego postępowania. Aktualna kondycja elektrowni, obecne i prognozowane warunki zakupu paliwa i sprzedaży energii prowadzą do wniosku, że dominować powinien proces etapowo realizowanej odnowy z konieczną modernizacją.

Modernizacja powinna dotyczyć tych elementów i węzłów konstrukcyjnych, które w ekonomicznie uzasadniony sposób zapewnią osiągnięcie:

- ◇ wymaganej trwałości indywidualnej,
- ◇ wymaganego poziomu emisji pyłu,  $SO_2$  i  $NO_x$ ,
- ◇ poprawy sprawności.

Przedłużenie eksploatacji niekoniecznie musi wiązać się z modernizacją, która z kolei niekoniecznie powinna ograniczać się do przedsięwzięć kosztownych i technicznie spektakularnych. Zasada eliminacji, w pierwszej kolejności, błędów konstrukcyjnych lub rozwiązań konstrukcyjnie i technologicznie przestarzałych, powinna obowiązywać niezależnie od przyjętego scenariusza dalszej pracy bloku. Na tej drodze można wydłużać nie tylko trwałość, ale i podnosić sprawność.

Zachowanie wysokiej dyspozycyjności urządzeń starszych to także poprawa warunków ich eksploatacji — prawdopodobnie najtańszy i teoretycznie najprostszy sposób przedłużania ich trwałości. Do rangi istotnego problemu w końcowym etapie pracy urządzeń urasta problem kontroli warunków ich eksploatacji. Odpowiednie monitorowanie pracy elementów pozwala weryfikować na bieżąco prognozy trwałości i korygować warunki eksploatacji w taki sposób, aby wydłużony, docelowy czas pracy bloku został osiągnięty. Odnosi się to w szczególności do elementów, które podlegają odnowie (np. wały wirników turbiny, walczak) lub są odnawiane bądź modernizowane w pierwszym etapie (np. skraplacze).

prosum

Mgr inż. Jerzy Dobosiewicz

Pro Novum — Katowice

UKD 621.181.832:539.413

## Ugięcia komór przegrzewaczy pary

W eksploatacji kotłów parowych często zdarzają się przypadki ugięcia komór przegrzewaczy pary. Takie ugięcie ma charakter trwały (odkształcenie plastyczne), poraża jedynie komory ułożone poziomo, a strzałka ugięcia jest skierowana do dołu. Dopuszczalne ugięcie powinno być ograniczone z uwagi na niebezpieczeństwo przekroczenia dopuszczalnego odkształcenia metalu, jak również trudności z odwodnieniem ugiętej komory.

Jedną z częstych przyczyn ugięcia jest zalewanie komór wodą, której temperatura jest znacznie niższa od temperatury metalu. Zjawisko takie może wystąpić np. podczas uruchomienia kotła ze stanu gorącego, gdy z węzłowicz przegrzewaczy

są wciskane „korki” zimnego kondensatu do komory lub gdy niewłaściwie działają schładzacz wtryskowe.

W przypadku dostatecznie dużej różnicy między temperaturą metalu i wody powstające naprężenia zginające mogą przekraczać granicę plastyczności metalu, a wtedy po wyrównaniu temperatur na przekroju komory pojawiają się w jej ściankach naprężenia własne (o znaku przeciwnym) oraz ugięcie (rys. 1).

Jeżeli komora ma zamocowanie ciągnowe, to po schłodzeniu następuje zwolnienie cięgien środkowych, a po wyrównaniu temperatur — cięgien skrajnych. Naprężenia osiowe  $\sigma_1$  w warstwie trwałego odkształcenia metalu można obliczyć ze wzoru:

$$\sigma_1 = \beta E \Delta t \quad (1)$$