

Żywotność urządzeń ciepło–mechanicznych bloków energetycznych po ich modernizacji

Jednym z głównych celów modernizacji bloków energetycznych w krajowej energetyce zawodowej jest, obok zabiegów proekologicznych oraz poprawy wskaźników techniczno-ekonomicznych, wydłużenie żywotności kotłów, turbin i rurociągów. Biorąc pod uwagę najszerzej pojęty interes ekonomiczny elektrowni można zaryzykować twierdzenie, że przy obecnych realiach krajowego rynku energii elektrycznej i ciepłej, a właściwie braku tego rynku problem żywotności modernizowanych urządzeń jawi się jako najważniejszy. Dzieje się tak co najmniej z dwóch powodów:

- żywotność krytycznych elementów determinuje w największym stopniu docelowy termin eksploatacji bloku,
- żywotność elementów wpływających na niezawodność (dyspozycyjność) warunkuje możliwość skracania terminów remontów i wydłużania okresów międzyremontowych.

Wydłużanie żywotności urządzeń można najprościej i jednocześnie najdrożej osiągnąć na drodze wymiany poszczególnych elementów. Zasadność tego zabiegu ma sens wtedy, gdy nowy element jest zmodernizowany w stopniu pozwalającym na istotną poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych (sprawność, moc, regulacyjność). Najtańszym i najbardziej oczywistym sposobem wydłużenia żywotności elementów w pozostałych przypadkach jest rewitalizacja (regeneracja), tj. przywrócenie własności początkowych poprzez naprawę pęknięć, korektę deformacji i usunięcie degradacji struktury na drodze obróbki ciepłej.

Bardzo często można spotkać opinię, że naprawa jest wystarczającym sposobem wydłużenia żywotności. Z poglądem takim można się zgodzić, jednak przy dwóch zastrzeżeniach, że:

- zabieg jest przeprowadzony w sposób zapewniający wystarczającą trwałość,
- dla uszkodzeń dominujących zostanie ustalona przyczyna ich powstawania, która zostanie wyeliminowana lub istotnie ograniczona.

Strategia i ogólne uwarunkowania

Określenie „modernizacja” może być i jest w praktyce rozumiane bardzo szeroko.

W odniesieniu do energetyki zawodowej można rozumieć je jako zespół zabiegów technicznych, których wykonanie zapewni ekonomicznie uzasadnione wytwarzanie energii w czasie znacznie przekraczającym 200 000 h eksploatacji urządzeń.

Przez ekonomicznie uzasadnioną produkcję energii należy rozumieć:

- zdolność do skutecznego konkutowania na rynku energii w zakresie ceny produkcji,
- wysoką dyspozycyjność bloków energetycznych przy minimalnych nakładach remontowych,
- poziom zadłużenia nie przekraczający możliwości spłaty jako rezultat rozsądnego poziomu nakładów na modernizację w stosunku do realnie możliwych do osiągnięcia korzyści,
- spełnienie wymagań ekologicznych w trakcie całego, wydłużonego okresu eksploatacji (możliwość uniknięcia kar z tego tytułu).

Modernizację krajowego sektora elektroenergetycznego wg wymienionych ogólnych założeń rozpoczęto na początku lat dziewięćdziesiątych. Najkrócej warunki jej realizacji można scharakteryzować następująco:

- szczegółowe zakresy i harmonogramy modernizacji formułowały poszczególne elektrownie jako samodzielne, w sensie prawnym i ekonomicznym, podmioty gospodarcze,
- prognoza wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą w długim horyzoncie czasowym oraz atrakcyjna dla wytwórcy relacja ścieżek cenowych energii i paliwa stanowiły podstawę do planowania wielkości przyszłej produkcji i nakładów na modernizację,
- przy niewystarczających środkach własnych finansowanie znacznej części nakładów modernizacyjnych realizowano przy pomocy kredytu zabezpieczonego przyszłą produkcją na określonych zasadach finansowych (kontrakty długoterminowe).

Pomimo stopniowo pogarszających się ekonomicznych warunków funkcjonowania branży (znacznie wolniejszy niż zakładano wzrost zapotrzebowania na energię, szybki wzrost ceny krajowego węgla, znaczny spadek rentowności produkcji energii elektrycznej) przedsięwzięcia techniczne były realizowane i nadal są wykonywane na ogół zgodnie z przyjętą wcześniej strategią.

Uwarunkowania techniczne — przeгляд problemów

Wydłużenie czasu eksploatacji może okazać się najtańszym sposobem produkcji energii elektrycznej i ciepłej pod warunkiem spełnienia kilku ogólnych, podstawowych, zasad:

- stan techniczny urządzeń bloku energetycznego musi być dokładnie znany, w szczególności dotyczy to elementów nie wymienianych na wersje zmodernizowane,

- moment wyboru początku i terminu zakończenia modernizacji nie może być przypadkowy, z techniczno-ekonomicznego punktu widzenia optymalny wydaje się okres pomiędzy 130 000—170 000 h,
- zakres modernizacji powinien być limitowany przez dwa czynniki:
 - ekonomiczny — nakłady nie mogą przekroczyć wartości umożliwiającej co najmniej zwrot nakładów,
 - techniczny — modernizacja nie może spowodować istotnych problemów wynikających z:
 - koegzystencji elementów starych i nowych,
 - zmiany procesów i cech konstrukcji wymagających extra nakładów na ich usunięcie,
- strategia eksploatacji, w szczególności strategia remontowa bloku energetycznego, powinna być możliwie dokładnie zdefiniowana po zakończeniu modernizacji; powinna obowiązkowo zawierać harmonogramy badań i zabiegów profilaktycznych.

Przystępując do modernizacji, a także podczas jej realizacji, należy wziąć pod uwagę fakt, że w dłuższej perspektywie czasu pracy bloku zmodernizowanego dwa rodzaje problemów, dają wcześniej lub później znać o sobie:

 - ♦ nie do końca przemyślane rozwiązania zmieniające nadmiernie pierwotne cechy konstrukcji i procesów, bardzo trudne do prostej korekcji (np. warunki spalania w kotle),
 - ♦ w niewystarczającym stopniu powiązanie żywotności elementów niemodernizowanych i zmodernizowanych z terminami i zakresami remontów.

Wydłużanie żywotności urządzeń bloku energetycznego

Kłopoty z ustaleniem kryteriów

Dotychczasowe doświadczenia wskazują na co najmniej dwie grupy problemów. Pierwsza dotyczy znajomości rzeczywistego stanu technicznego głównych elementów kotła, turbiny i rurociągów parowych. Nie wszystkie elektrownie mają zorganizowane systemy diagnostyki. Brakuje także systemów gromadzących wiedzę z wielu elektrowni. Wykonywanie samych badań nawet w szerokim zakresie może nie mieć wiele wspólnego z diagnostyką, a tym bardziej z systemem diagnostyki. Diagnostyka to formułowanie diagnoz i prognoz na podstawie analizy wyników badań i pomiarów oraz historii eksploatacji. System diagnostyki to wymienione czynności wpisane w plan i harmonogram działań wykonywanych w dłuższym okresie plus koncepcja syntetyzowania wiedzy. Takiego systemu nie zastąpi żadna instalacja automatycznego monitorowania pracy bloku, może go najwyżej uzupełniać, o ile jest poprawnie wykonana [1].

Druga grupa problemów wiąże się z trudnymi do ścisłego zdefiniowania wymaganiami technicznymi dla bloku po modernizacji. Prawdopodobnie nierozwiązywalny problem (przynajmniej na dzisiaj) stanowi chociażby ustalenie docelowego czasu pracy bloku. Liczby lat nie sposób przelożyć na liczbę godzin (1 rok to może być zarówno 7000 h

czasu pracy jak i 3000 h). Wprawdzie jest nieomal regułą, że dla zmodernizowanego bloku zawarty jest kontrakt długoterminowy, ale co będzie, gdy kontrakt wygaśnie za kilka lat lub system kontraktów długoterminowych zostanie zastąpiony zakupem energii wg reguł rynkowych?

Wskazane problemy nie są teoretyczne i skutkować mogą m.in. poniesieniem niepotrzebnych nakładów. Jeśli 20 lat eksploatacji to nie 140 000 h, a tylko ok. 80 000, to dla bloku, który po modernizacji ma np. 170 000 h oznaczać może diametralnie inne podejście do żywotności elementów ciśnieniowych pracujących w warunkach pełzania lub wirników turbin.

Żywotność elementów ciśnieniowych kotła

Elementy ciśnieniowe kotła pracują w warunkach pełzania i zmęczenia cieplnego. Istotne znaczenie dla żywotności wielu z nich, w szczególności walczaka i ekranów, mają warunki wodne mogące wpływać na szybkość pęknięcia elementów podlegających zmęczeniu cieplnemu. Elementem determinującym docelowy czas pracy kotła jest walczak. Jego stan techniczny jest często skomplikowaną funkcją typu konstrukcji, gatunku materiału płaszcza i warunków eksploatacji. Walczak jest elementem naprawialnym. Naprawiając go w odpowiedni sposób oraz eliminując lub ograniczając przyczyny uszkodzeń można wydłużyć jego żywotność do ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji kotła.

Pozostałe elementy części ciśnieniowej kotła (ekrany, komory i węzownice przegrzewaczy pary) są ogólnie rzecz biorąc nienaprawialne. W celu wydłużenia żywotności kotła należy je okresowo wymieniać. Terminy wymian mogą być stosunkowo ściśle ustalone na podstawie badawczych i obliczeniowych metod diagnostyki. Żywotność elementów ciśnieniowych kotłów pracujących w krajowej energetyce nie stanowiłaby problemu, gdyby nie modernizacja palników. Zastosowanie palników niskoemisyjnych na kotłach pyłowych opalanych węglem kamiennym zmieniło w sposób istotny warunki spalania. Pierwszym efektem jest korozja niskotlenowa ekranów [2] objawiająca się bardzo szybkim ubytkiem grubości ścianki rur ekranowych na wysokość palników w tempie nawet 2—5 mm/rok. Obecnie wprowadza się różne środki zaradcze, lecz ich skuteczność nie jest jeszcze znana. Nie da się także obecnie wykluczyć dalszych, ewentualnych skutków wprowadzenia palników niskoemisyjnych przede wszystkim na stan węzownic przegrzewaczy pary, podobnie jak wpływu pracy bloku przy zwiększonej mocy na żywotność elementów komory paleniskowej (jak na razie bloki nie pracują przez dłuższy czas ze zwiększoną mocą maksymalną).

Żywotność elementów turbiny

Elementy krytyczne turbiny pracują w warunkach zmęczenia cieplno-mechanicznego i pełzania. Podstawowy wpływ na przyrost stopnia wyczerpania trwałości od zmęczenia mają warunki eksploatacji turbiny w stanach niestacjonarnych. Czystość pary w największym stopniu determinuje żywotność łopatek.

Żywotność orurowania skraplaczy jest przede wszystkim funkcją warunków ich eksploatacji [3]. Wydłużanie żywotności elementów nie modernizowanych można osiągnąć w następujący sposób:

- ♦ wirniki — badania i zabiegi profilaktyczne — wczesne wykrycie pęknięć na powierzchni zewnętrznej wału lub powierzchni otworu centralnego umożliwiają ich usunięcie bez ograniczenia przydatności do dalszej eksploatacji,
- ♦ tarcze kierownicze — mogą być regenerowane i naprawiane, w rzadkich przypadkach wymagają indywidualnej wymiany,
- ♦ kadłuby turbin, korpusy zaworów — żywotność tych elementów można wydłużyć na drodze rewitalizacji [4] przywracając im pierwotne cechy użytkowe; kadłuby turbin i korpusy zaworów można naprawiać wielokrotnie bez większych ograniczeń,
- ♦ rurociągi przelotowe w obrębie turbiny — ze względu na pełzanie żywotność przekracza 250 000 h; w celu wydłużenia trwałości niezbędne są lokalne naprawy w miejscach termoszkowych uszkodzeń (odwodnienia, odpowietrzenia, impulsy ciśnienia),
- ♦ orurowanie skraplaczy — po wymianie orurowania w trakcie modernizacji żywotność nowych rur może przekroczyć 150 000 h przy założeniu prowadzenia systematycznych badań i zabiegów profilaktycznych [5].

Żywotność głównych rurociągów parowych

Rurociągi pary świeżej i wtórnie przegrzanej pracują w warunkach pełzania. Oprócz naprężeń od ciśnienia i wydłużeń cieplnych mogą podlegać dodatkowym naprężeniom wynikającym ze złego stanu zamocowań.

Wydłużenie żywotności rurociągów można osiągnąć w następujący sposób:

- na drodze badań i zabiegów profilaktycznych, utrzymując zamocowania w należytym stanie, eliminując przeciwnospady odcinków poziomych oraz kontrolując i korygując przemieszczenia cieplne,
- naprawiając lub wymieniając kształtki (czwórniki i trójniki lane) oraz elementy armatury,
- wymieniając kolana, które wg badań nieniszczących oraz obliczeń wytrzymałościowych mają niewystarczającą żywotność.

Przy założeniu eksploatacji rurociągów w czasie dłuższym niż 250 000 h należy przewidzieć konieczność przeprowadzenia wszystkich wymienionych zabiegów.

Żywotność urządzeń a profilaktyka

Rewitalizacja, regeneracja, naprawa, wymiana elementów nie wyczerpują możliwości wydłużania żywotności urządzeń. Znaczne efekty w tym zakresie można osiągnąć poprzez:

- przestrzeganie odpowiednich warunków eksploatacji,
- wykonując badania i zabiegi profilaktyczne.

Żywotność wszystkich elementów grubościennych zależy w dużym stopniu od liczby stanów niestacjonarnych i ich przebiegu (m.in. gradientów temperatur na grubości ścianki). Eliminując lub ograniczając negatywne skutki takich zdarzeń możemy, prawdopodobnie w najtańszy sposób, wydłużyć żywotność grubościennych elementów kotła i turbiny [6].

Profesjonalnie wykonane badania diagnostyczne (termin, zakres, sposób przygotowania do badań, metoda badań, analiza wyników, diagnoza, prognoza) dostarczają wiedzy niezbędnej do prawidłowego wykonania remontu oraz ustalenia warunków dalszej eksploatacji bloku. Wyniki badań diagnostycznych stanowią racjonalną podstawę do podejmowania licznych zabiegów profilaktycznych mających wpływ na wydłużenie żywotności, m.in. następujących elementów:

- ♦ wirniki WP i SP — przetoczenie przejść koło regulacyjne/wał oraz rowków cieplnych,
- ♦ rurki skraplaczy — pasywacje powierzchni wewnętrznych, korekcja jakości wody chłodzącej,
- ♦ powierzchnie wewnętrzne elementów części ciśnieniowych kotła oraz układu przepływowego turbiny — ochrona przed korozją postojową.

Na czym zakończyć modernizację?

Najkrócej można stwierdzić, że modernizację należy zakończyć wtedy, gdy:

- wykonane zostaną wszystkie prace zapewniające opłacalną produkcję w całym wydłużonym okresie eksploatacji,
- stan techniczny elementów bloku zapewnia możliwość zrealizowania zamierzeń ekonomicznych.

Czas pracy bloku po modernizacji powinien być wystarczająco długi, aby zapewnić zwrot nakładów i odpowiedni zysk.

Aktualna sytuacja sektora energetycznego w Polsce (elektrownie przed prywatyzacją i przed konsolidacją, brak rynku energii, niepewność prognoz średnio- i długo-

terminowych dotyczących zapotrzebowania na energię, „ręczne” sterowanie ceną energii i paliwa) praktycznie nie pozwala na podejmowanie optymalnych decyzji w zakresie poprawy wskaźników ekonomicznych bloków. Nie stoi jednak nic na przeszkodzie, aby stosunkowo niewielkim nakładem środków zapewnić wymaganą żywotność urządzeniom na okres do 250 000–300 000 h eksploatacji. Z zagadnieniem tym wiąże się m.in. problem nieco zmienionego podejścia do planowania remontów. Coraz bardziej popularnego (i sensownego) postulatu wydłużania okresów międzyremontowych i skracania czasu trwania remontów nie można zrealizować wyłącznie w trybie administracyjnym. Techniczne uwarunkowania są nieublagane i wcześniej czy później dają o sobie znać, jeśli nie zostaną należyście uwzględnione.

Podsumowanie

Modernizacja bloku energetycznego po przepracowaniu 130 000–170 000 h może być ekonomicznie uzasadnionym sposobem wydłużenia jego eksploatacji. W największym stopniu syntetycznym wskaźnikiem oceniającym celowość i zakres modernizacji powinien być końcowy efekt ekonomiczny przedsięwzięcia. Zmienność reguł ekonomicznych i pogarszająca się rentowność sektora w trakcie procesu modernizacji oraz niepewność co do warunków funkcjonowania zarówno w bliższym jak i dalszym horyzoncie czasowym (prywatyzacja elektrowni, liberalizacja rynku, itp) nakłada na wszystkich zaangażowanych w ten proces ostrożność i przestrzeganie zdroworozsądkowych reguł.

W takim podejściu mieści się m.in. racjonalne rozwiązanie problemu żywotności urządzeń zmodernizowanych. Poprawne rozwiązanie tego problemu będzie determinowana w przyszłości zdolność do nieuniknionej konkurencji i co się z tym silnie wiąże możliwość redukcji kosztów remontowych bez zagrożenia dla dyspozycyjności urządzeń. Badania i zabiegi profilaktyczne mogą być tanim i skutecznym narzędziem wspomagającym realizację takich zamierzeń.

LITERATURA

- [1] Trzeszczyński J., Zbroińska-Szczechura E.: Monitorowanie warunków eksploatacji bloku energetycznego dla potrzeb diagnostyki materiałowej. Materiały Konferencji „Diagnostyka i eksploatacja kotłów parowych w zmodernizowanych blokach energetycznych”. Wisła 1999
- [2] Dobosiewicz J.: Korozja rur ekranowych w kotłach z palnikami niskoemisyjnymi. Tamże
- [3] Dobosiewicz J.: Trwałość orurowania skraplacza oraz warunki jego eksploatacji. Materiały Konferencji „Eksploatacja i diagnostyka modernizowanych bloków energetycznych”. Wisła. 2000
- [4] Trzeszczyński J.: Rewitalizacja stalowych elementów turbin parowych. Materiały Konferencji „Problemy i innowacje w remontach energetycznych”. Polanica Zdrój 1999.
- [5] Szczygielski M., Grzesiczek E.: Diagnostyka i profilaktyka skraplaczy turbin parowych. Materiały Konferencji „Eksploatacja i diagnostyka modernizowanych bloków energetycznych”. Wisła 2000
- [6] Konikowski T.: Cyfrowy System Kontrolno-Rejestrujący CSKR bloku energetycznego. *Energetyka* 1995, nr 1 (*Biuletyn Pro-Novum*)



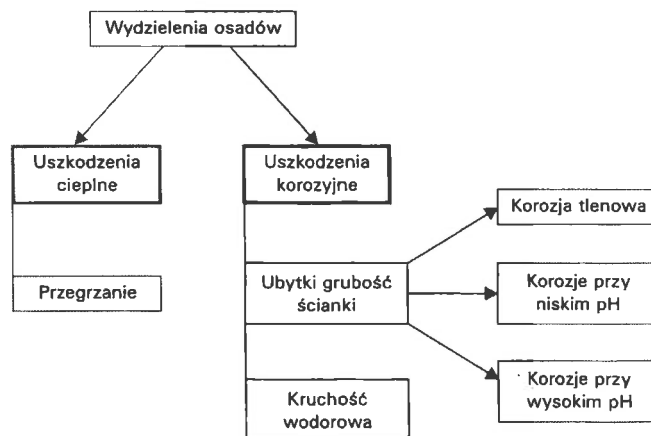
Jerzy Dobosiewicz
Pro Novum – Katowice

Uszkodzenie rur parowników od strony wewnętrznej

Najbardziej awaryjnym elementem bloku energetycznego jest kocioł, a zwłaszcza powierzchnie ogrzewalne, których węzownice ulegają częstym uszkodzeniom. Do jednych z bardziej awaryjnych elementów kotła należą rury parownika.

Przeważająca liczba uszkodzeń powstaje na powierzchni wewnętrznej, a ich przyczynami są złożone procesy fizykochemiczne związane z wydzieleniem się osadów. W zależności od rodzaju osadu, miejsca oraz ilości jego wydzielenia charakter uszkodzenia może być różny (rys. 1).

Podstawowymi objawami uszkodzeń są różnego rodzaju zmiany stanu powierzchni i geometrii rury (tab. 1). Prawdopodobieństwo i skutki uszkodzeń rur parownika są różne w zależności od rodzaju zastosowanego metalu, czystości wody zasilającej, sposobu uzdatniania wody kotłowej, natężenia strumienia cieplnego (tab. 2).



Rys. 1. Rodzaje uszkodzeń rur parownika od strony powierzchni wewnętrznej