

Z drugiej strony suma pozostałych jeszcze zasobów złoża „Bełchatów” oraz złoża „Szczerców” jest tak duża, że nie jest możliwe ich pełne wykorzystanie bez działań inwestycyjnych po stronie *Elektrowni*.

Opracowaną strategię rozwoju mocy wytwórczych przewidującą budowę nowego bloku o mocy około 800 MW oraz rewitalizację bloków nr 3–12 należy uznać za prawidłową i konieczną.

Gwarantuje ona przy akceptowalnych kosztach:

- racjonalne wykorzystanie złóż węgla brunatnego „Bełchatów” i „Szczerców”,
- zapewnienie w latach 2007–2012 produkcji energii elektrycznej na stałym poziomie, pomimo obniżenia produkcji z bloków nr 3–12 poddawanych modernizacjom odtworzeniowym,
- utrzymanie niezwykle istotnej dla krajowego systemu elektroenergetycznego roli *Elektrowni Bełchatów*,

- istotny wkład w zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- pozytywny wpływ na rozwój regionu dzięki utrzymaniu znacznej liczby miejsc pracy.

Wynikające ze wspomnianej strategii działania inwestycyjne będą realizowane do 2011 roku, czyli przez 8 lat. W czasie tym zmianie mogą ulec zewnętrzne działania *Elektrowni*, a postęp techniczny może przynieść nowe, efektywniejsze rozwiązania. Strategia w zakresie szczegółowych działań powinna być zatem korygowana w wyniku ciągłych studiów i analiz.



Jerzy Dobosiewicz
Pro Novum Katowice

Diagnostyka elementów układów przepływowych turbin

Stan techniczny urządzeń energetycznych, w tym turbin, zależy od ich struktury oraz jakości realizowanego procesu technologicznego.

Struktura — to zbiór elementów konstrukcyjnych wzajemnie powiązanych, określa ona całokształt własności technologiczno-eksploatacyjnych urządzenia.

Własności te ulegają zmianie w miarę eksploatacyjnego zużycia, zmiana własności technologiczno-eksploatacyjnych jest wynikiem zmiany stanu urządzenia. Określenie stopnia zużycia urządzenia po pewnym okresie eksploatacji, z wykorzystaniem diagnostyki technicznej, umożliwia postawienie prognozy o dalszym czasie użytkowania, tj. o jego trwałości resztkowej.

Stan urządzeń ciepłno-mechanicznych ma istotny wpływ na niezawodność pracy elektrowni. Utrzymanie wysokiej niezawodności i dyspozycyjności urządzeń zależy przede wszystkim od właściwego rozeznania ich stanu technicznego. Osiągnięciu tego celu sprzyja właściwa organizacja i częstotliwość badań diagnostycznych.

Duży rozrzut własności metalu już w stanie wyjściowym i po eksploatacji oraz brak wiarygodnych danych dotyczących warunków oraz parametrów pracy utrudniają:

- ocenę stanu technicznego,
 - prognozowanie dalszej eksploatacji,
- a wręcz uniemożliwiają prowadzenie dokładnych obliczeń trwałości.

Trwałość obliczeniowa urządzeń, w tym elementów turbin jest rozumiana jako praca maszyny bez występowania uszkodzeń.

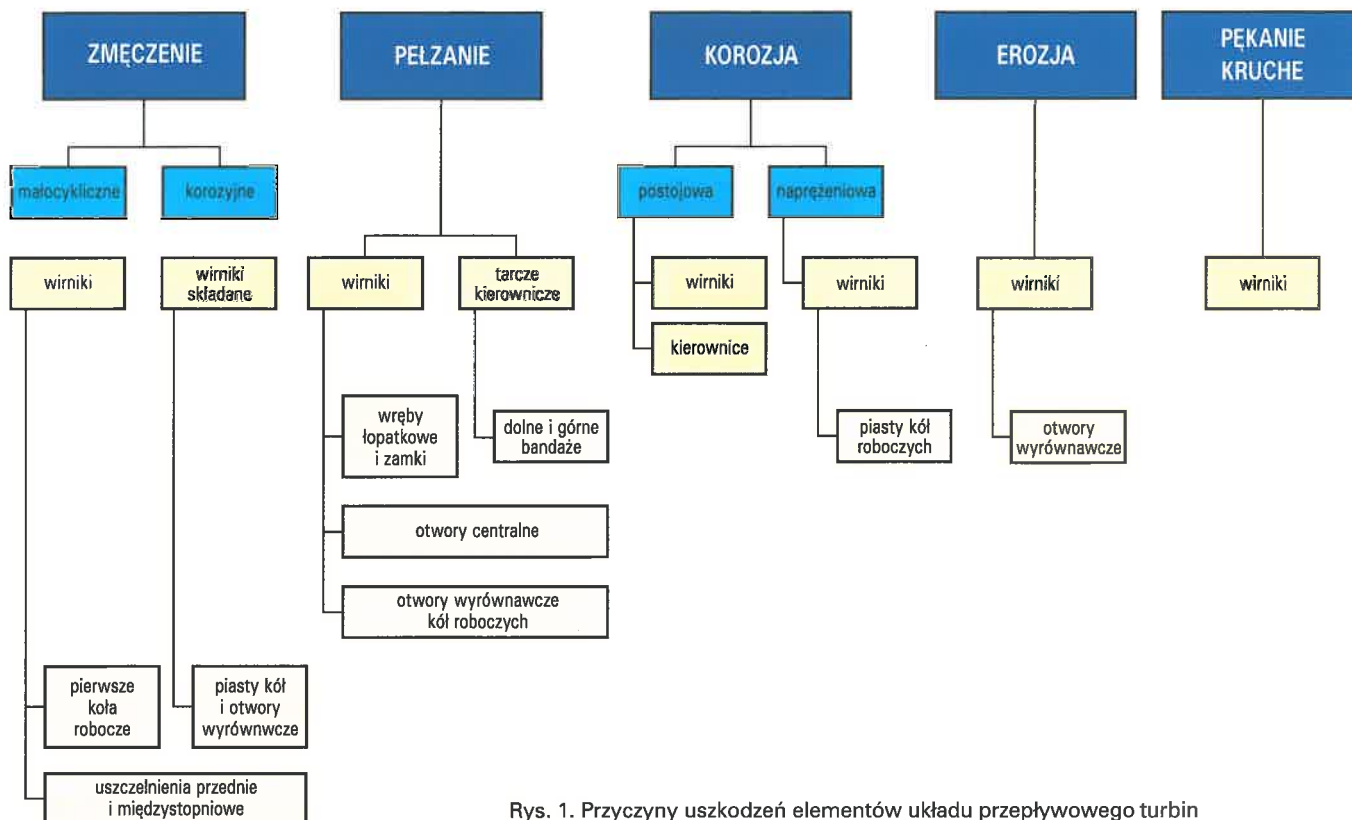
Jak wynika z dotychczasowych doświadczeń trwałość obliczeniowa jest podawana z dużym zapasem czasowym. Doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że elementy pracujące powyżej temperatury granicznej, liczone według wytrzymałości czasowej na 100 000 h, pracują niezawodnie nawet po przekroczeniu 200 000 h. Zjawisko to znalazło już potwierdzenie w postaci wytycznych VGB, EPRI, TRD, instrukcji RD-34.17.421.98 (rosyjska).

Nawet szacunkowe wyznaczenie trwałości wymaga pogłębionych analiz wielu procesów niszczenia występujących podczas pracy w urządzeniu.

W przypadku turbin parowych do głównych procesów wpływających na zużycie elementów zalicza się (rys. 1):

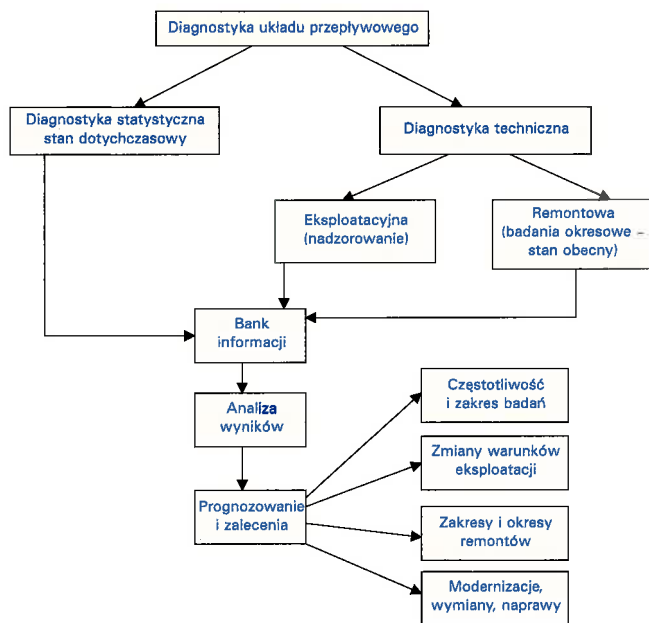
- zmęczenie małocykliczne i korozyjne,
- pełzanie,
- erozję,
- korozję naprężeniową,
- pękanie kruche.

Procesy te powodują powstawanie w elementach turbin odkształceń, ubytków materiału oraz pęknięć i nie występują nigdy w postaci „czystej”, jako że zawsze nakładają się wzajemnie, na przykład, pełzanie ze zmęczeniem lub z procesami korozyjnymi, co bardzo fałszuje wyniki diagnostyki technicznej. Doświadczenia wskazują, że efekty z nakładaniem się procesów niszczących znacznie zmieniają obraz zniszczenia i mają istotny wpływ na ich zarodkowanie i rozprzestrzenianie oraz umiejscowienie. Ponadto do obliczeń brane są zazwyczaj dane dla stanu wyjściowego materiału, które już w normach są podawane z dużymi tolerancjami.



Rys. 1. Przyczyny uszkodzeń elementów układu przepływowego turbin

Obliczenia wykonywane są zazwyczaj dla jednego, bliżej nie określonego, miejsca elementu przy założeniu, że występuje najczęściej jeden rodzaj procesu niszczenia lub sumuje się je w sposób liniowy, nie uwzględniając istotnego i trudnego do oceny wpływu procesów korozyjnych.



Rys. 2. Zintegrowany system diagnostyczny

Najbardziej jednoznaczną ocenę stanu można uzyskać stosując zintegrowany system diagnostyczny, na który składa się (rys. 2):

- retrospekcja (stan dotychczasowy),
- ocena stanu w czasie postoju (stan obecny) i w czasie pracy (zmiany temperatury),
- szacunkowe prognozowanie bezpiecznego czasu dalszej pracy (prognozowanie).

Zmiana własności technologiczno-eksploatacyjnych zmniejsza, jak już wspomniano, trwałość elementów turbiny i powoduje konieczność ich wymiany. Można jednak określić hierarchię ważności tych elementów, wynikającą ze stopnia zagrożenia i ponoszonych kosztów w przypadku wystąpienia awarii.

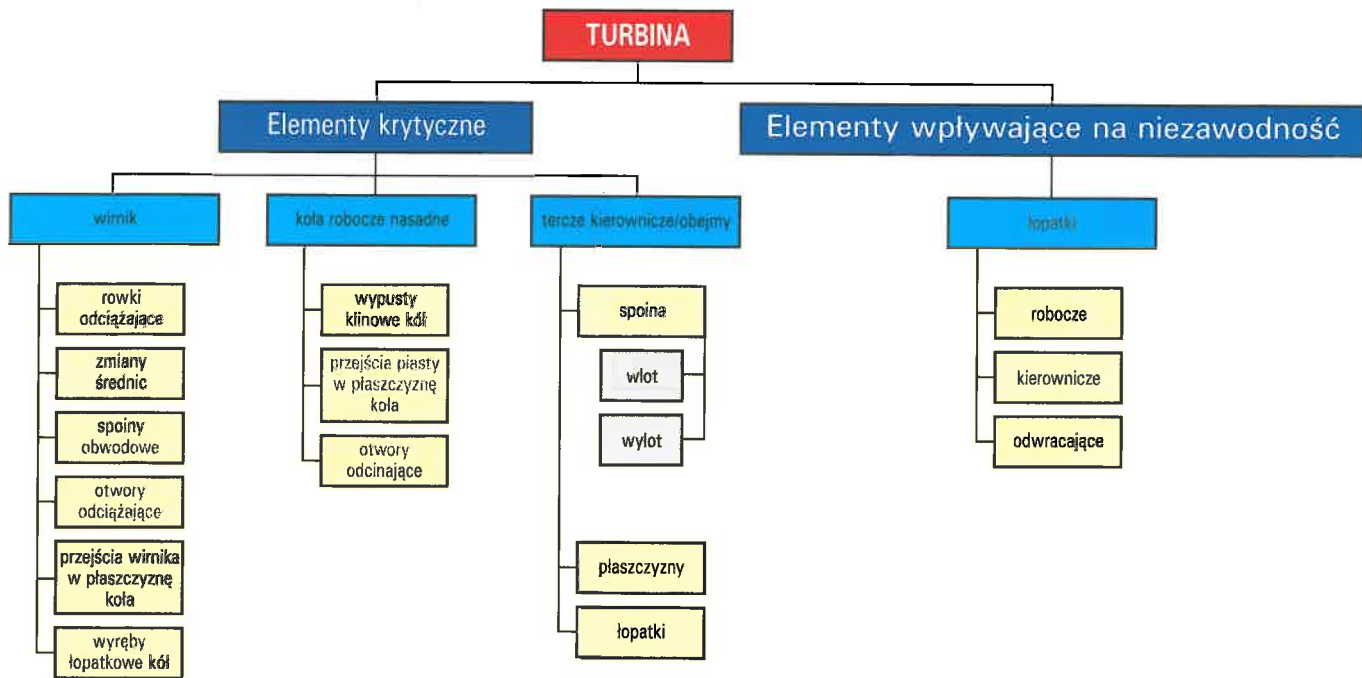
W tym celu układ przepływowy podzielono na:

- elementy krytyczne,
- elementy wpływające na niezawodność.

W energetyce światowej zintegrowane czynności diagnostyczne wykonuje się na elementach krytycznych.

Według EPRI element krytyczny, to taki:

- którego awarie mogłyby zagrozić bezpieczeństwu elekrowni,
- który mógłby spowodować długotrwały wymuszony postój,
- który wymaga długiego czasu produkcji
- którego naprawa lub wymiana pociąga za sobą znaczne koszty.



Rys. 3. Elementy układu przepływowego turbiny i miejsca poddawane badaniom diagnostycznym

Do elementów krytycznych układu przepływowego turbiny należą:

- wirniki i wały wirników,
- koła robocze pełnokute i nasadzone,
- tarcze kierownicze (rys.3).

Badania diagnostyczne, w odróżnieniu od badań jakościowych stosowanych u producentów, z natury rzeczy są badaniami kompleksowymi; znaczy to, że postawienie diagnozy o stanie urządzenia i prognozowanie opiera się z reguły na szeregu różnego rodzaju badaniach i pomiarach.

Do najczęściej stosowanych badań należą:

- przeglądy,
- pomiary,
- badania nieniszczące,
- badania niszczące.

Badania należy wykonywać w miarę możliwości tak często, aby wykryte uszkodzenia były w takim stanie, kiedy mogą być łatwo usunięte lub naprawione.

Jeżeli uszkodzenia mają wymiary dyskwalifikujące oceniany element i jeżeli powstały one w czasie krótszym niż spodziewany czas pracy całego urządzenia, to najlepiej jest element wymienić.

Niektóre elementy turbin mogą pracować wystarczająco długi czas do naprawy lub wymiany, nawet po wykryciu uszkodzeń, o czym świadczą wymiary pęknięć wykrywane w czasie badań diagnostycznych tj. z reguły po upływie pewnego okresu od ich powstania.

Większość przypadków uszkodzenia wirników turbin wykrywanych w postaci pęknięć umiejscawia się na powierzchni zewnętrznej w rejonie maksymalnych temperatur i naprężeń cieplnych. Najczęściej na wirnikach porażeniom ulegają rowki cieplne, wręby zamkowe i łopatkowe. Pęknięcia te osiągają czasami znaczne głębokości i są łatwe do wykrycia.

Niektóre wirniki mają konstrukcję składaną, co ma istotny wpływ na charakter i umiejscowienie uszkodzeń. Uszkodzenia te mają postać pęknięć promieniowych porażających gładki otwór piasty oraz naroża rowka wpustowego.

Tego rodzaju uszkodzeniom ulegają koła stopni pracujące w strefie Wilsona i mogą być wykryte po demontażu koła lub przy pomocy specjalnych badań ultradźwiękowych.

Czas zapoczątkowania pęknięć zależy od temperatury czynnika w strefie Wilsona. Im wyższa jest temperatura, tym szybciej występują pęknięcia. Podobny wpływ ma wytrzymałość zastosowanego materiału na koła robocze.

Wirniki turbin akcyjnych posiadają otwory centralne, które mogą być miejscem powstawania uszkodzeń. Centralne otwory oraz wręby łopatkowe ulegają odkształceniu.

Przykładowo, po przepracowaniu 300 000 h przez wirnik wykonany ze stali P2M (radziecka turbina 200 MW) na otworze centralnym wystąpiło odkształcenie $\varepsilon = 0,72\%$; na wrębach $\varepsilon = 2\%$, a minimalna odkształcalność wymienionej stali po 300 000 h $\varepsilon_{\min} = 4\%$.

Występujące na otworze centralnym wady mogą być przyczyną totalnego zniszczenia wirnika turbiny wskutek kruche go uszkodzenia, które może zaistnieć w przypadku, gdy wady wewnętrzne podobne w kształcie do pęknięć i umieszczone równolegle do głównej osi wału uzyskują wymiary krytyczne.

Kruche uszkodzenie wirnika turbiny może wystąpić w przypadku jednoczesnego zaistnienia naprężenia (poniżej granicy plastyczności) wady – inicjatora (odpowiedniego kształtu i wymiarów) i małej odporności metalu na pękanie kruche

$$\left(\frac{R_e}{R_m} > 0,70\right)$$

W przypadku wykrycia wad należy wykonać analizę gwarantującą niezawodną pracę wirnika przez stwierdzenie, że istniejące wady są wystarczająco małe, to znaczy mniejsze od wymiarów krytycznych, w przeciwnym razie wady powinny być usunięte przez tzw. butelkowanie.

Według literatury, jeżeli w wirniku starym wykryto na powierzchni otworu centralnego lub w jego objętości wady, które nie mają kształtu pęknięć i nie są równoległe do głównej osi wału, to można je pozostawić bez interwencji, zwłaszcza jeżeli występują na zimnym końcu wirnika.

Jak już wspomniano, występowanie uszkodzeń kruchych zależy w dużym stopniu od rodzaju stali zastosowanej do budowy wirnika oraz sposobu jej otrzymywania. Odporność na kruche pęknięcia materiału zależy od poziomu naprężenia oraz od temperatury przejścia metalu w stan plastyczny NDTT (Nil Ductivity Transition Temperature). Najbardziej niebezpiecznym okresem eksploatacji jest próba wytrząsów turbiny; w tym stanie wirnik jest zimny. Ze wzrostem temperatury metalu odporność na pęknięcie kruche rośnie. Dla stali wirnikowych P2M ta temperatura jest wyższa od 120°C. Odporność na kruche pęknięcie metalu jest bardzo istotna i różne są wymagania na ten wskaźnik dla wirników WP i SP, w przeciwieństwie do NP i generatora, a szczególnie dla wałów wirników składanych. Wszystkie dotychczasowe totalne uszkodzenia kruche miały miejsce w czasie próby wytrząsów.

Bardzo często uszkodzeniom ulegają tarcze kierownicze. Uszkodzenia te mają charakter pęknięć obwodowych i są widoczne okiem nieuzbrojonym.

Charakter i umiejscowienie uszkodzeń zależą od konstrukcji i technologii produkcji tarczy:

- tarcze spawane pracujące w rejonie wysokich temperatur ulegają najczęściej uszkodzeniu w rejonie spoin łączących bandaże (zmęczenie + pełzanie),
- tarcze odlewane z zalewanymi łopatkami są porażone najczęściej pęknięciami w strefie zakończenia krawędzi wylotowej łopatki.

Większość uszkodzeń tarcz jest naprawialna, a wykonane po naprawie próby ugięcia oraz doświadczenie eksploatacyjne potwierdziły słuszność takiego postępowania.

Podsumowanie

- Najbardziej zbliżoną do rzeczywistości ocenę stanu turbiny można uzyskać stosując zintegrowany system diagnostyczny.
- Istotną częścią zintegrowanego systemu diagnostycznego są badania diagnostyczne w czasie remontu turbiny, albowiem jedynie one potwierdzają słuszność diagnozy, a w konsekwencji również prognozy.
- Chociaż turbiny parowe nie są główną przyczyną awaryjności bloków konieczne jest prowadzenie właściwych czynności profilaktycznych w celu uzyskania wiedzy o rzeczywistym stanie ich elementów przepływowych.



Ewald Grzesiczek, Jerzy Trzeszczyński, Sławomir Rajca
Pro Novum Katowice

Możliwości wydłużania czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych

Doświadczenia eksploatacyjne jednoznacznie wskazują, że turbiny produkcji *Zamechu Elbląg* o mocy 25 MW – 360 MW¹⁾ wyprodukowane do końca lat 80. ubiegłego stulecia mogą pracować ponad 300.000 h i mieć powyżej 2000 uruchomień/odstawień [1]. O możliwości pracy turbin w tak długim okresie świadczą dane eksploatacyjne, remontowe i wyniki badań diagnostycznych. W wymienionym czasie eksploatacji będzie można uniknąć – biorąc pod uwagę kryterium żywotności – wymiany wirników, kadłubów turbin, komór zaworowych, obejm tarcz kierowniczych i większości samych tarcz. Osiągnąć

¹⁾ Dotyczy to także turbin o zbliżonej konstrukcji produkcji radzieckiej oraz angielskiej firmy *AEI*.

to będzie można przy nakładach zbliżonych do typowych kosztów remontowych. Wydaje się, że w wymienionym czasie pracy turbin zapewni się zarówno ich sprawność nominalną (lub uzyskaną w trakcie modernizacji) jak i satysfakcjonującą dyspozycyjność.

Możliwość niezawodnej pracy turbin powyżej 300 tys. h nie oznacza wystąpienia, w indywidualnych przypadkach, potrzeby wymiany niektórych elementów układu przepływowego.

Można wskazać na cztery okoliczności takich sytuacji:

- uszkodzenia przekraczające możliwość naprawy spowodowane błędami obsługi,
- zakresy i technologie remontowe nieadekwatne do stanu technicznego elementu,