



## Analiza procesów uszkodzeń łopat turbin parowych

WOJCIECH CHRZANOWSKI, WOJCIECH NAPADŁEK,  
ZDZISŁAW BOGDANOWICZ

Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Inżynierii Mechanicznej,  
Instytut Pojazdów i Transportu, ul. gen. S. Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa,  
wojciech.chrzanowski@wat.edu.pl, wojciech.napadlek@wat.edu.pl,  
zdzislaw.bogdanowicz@wat.edu.pl

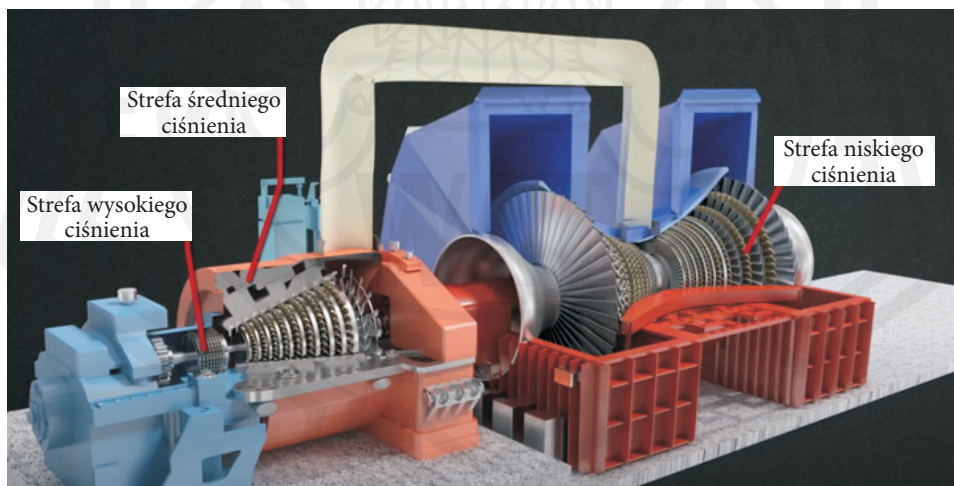
**Streszczenie.** Artykuł dotyczy przeglądu literatury oraz określenia i analizy przyczyn zużycia łopat turbin parowych. W wyniku analizy stwierdzono, że głównymi przyczynami uszkodzenia łopat są procesy erozyjno-korozyjne oraz wpływ podwyższonej temperatury wewnątrz turbiny, powodujące m.in. efekt wydłużenia i odkształcenia łopat oraz występowanie pęknięć w wyniku gwałtownych zmian temperatury. Przegląd literatury i analiza zjawisk zniszczenia wykazały, że łopaty narażone są na erozję wynikającą z warunków ich pracy, w tym oddziaływania środowiska pary wodnej i/lub wtrysku kondensatu chłodzącego w strefie ostatniego stopnia części niskoprężnej turbiny. Zjawisko erozji występuje głównie na krawędziach wlotowych i wylotowych łopat, powodując oprócz zmniejszenia sprawności turbiny także efekt nierównomiernego wyważenia elementów współpracujących (różne zużycie łopat w jednym stopniu wirnika). Erozja może także powodować wzrost naprężeń mogący doprowadzić do poważnych uszkodzeń nie tylko łopatek, lecz także podzespołów turbiny. Łopaty turbin parowych są narażone również na oddziaływanie agresywnych związków chemicznych (chlorki, siarczany oraz krzemiany metali alkalicznych pochodzące z pary wodnej), w wyniku których na łopatach może zachodzić korozja równomierna, a także wżerowa. Dlatego w artykule przeanalizowano wpływ warunków pracy na występujące uszkodzenia oraz możliwości związane z prognozowaniem trwałości eksploatacyjnej łopat.

**Słowa kluczowe:** turbiny parowe, łopata wirnika, zużycie, erozja, korozja, warstwa wierzchnia

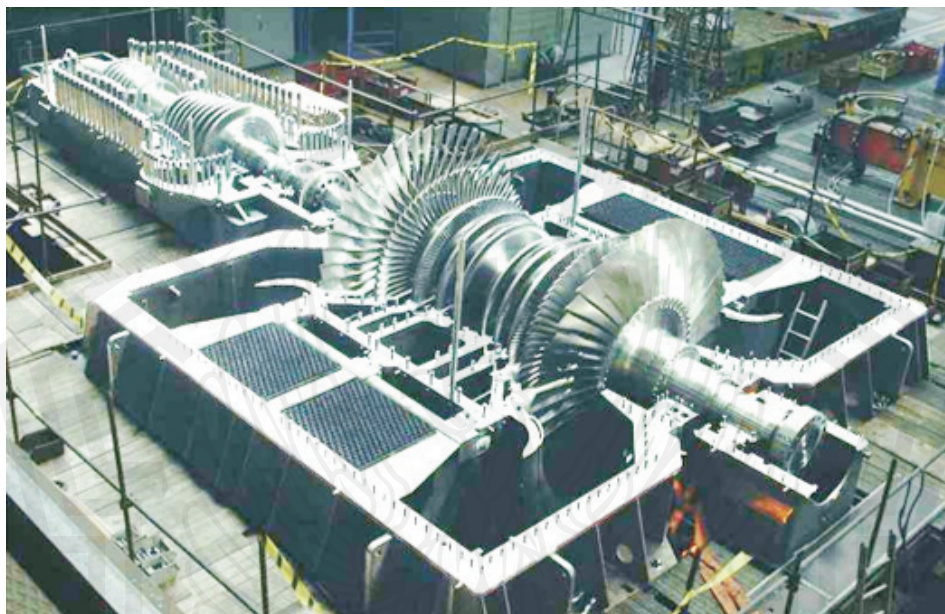
DOI: 10.5604/01.3001.0054.3655

## 1. Wprowadzenie

Pierwszą turbinę parową zbudował w 1883 r. Gustaf de Laval, była to jednostopniowa turbina akcyjna o prędkości obrotowej 26 000 obr/min i mocy zaledwie 5 kW. Niezależnie Charles Parsons w roku 1884 zbudował turbinę reakcyjną o 17 000 obr/min i mocy 10 kW. Od tego czasu turbiny parowe zaczęły stopniowo wypierać tłokowe silniki parowe, zarówno w energetyce, jak i w napędach przemysłowych oraz w okrętownictwie. Współczesne turbiny parowe osiągają moc ponad 1500 MW, a istnieją techniczne możliwości budowy maszyn wirnikowych o znacznie większej mocy [1-2]. Historia turbin parowych, a tym samym opracowania i wykonania pierwszych łopat przypada na koniec XIX wieku. Z biegiem czasu i postępem technicznym, a także wzrostem świadomości inżynierów, że para wodna jest znakomitym nośnikiem energii w maszynach przepływowych, nastąpiły liczne modyfikacje konstrukcyjne i technologiczne zwiększające sprawność turbin oraz ich moc [3-7]. Widok turbiny parowej oraz jej podzespołów przedstawiono na rysunku 1. Najczęściej turbina parowa dużej mocy składa się z trzech stref: wysokociśnieniowej (HP Turbine), średniego ciśnienia (IP Turbine) i niskiego ciśnienia (LP Turbine). Łopaty stosowane w tych trzech strefach są przymocowane do wspólnego wału obrotowego, który z kolei jest podłączony do generatora elektrycznego. Wirnik turbiny obraca się najczęściej z prędkością obrotową 3000 obr/min. Przykład widoku turbozespołu parowego do bloku o mocy 450 MW przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 1. Widok podzespołów oraz poszczególnych stref turbiny parowej: HP Turbine (strefa wysokociśnieniowa), IP Turbine (strefa średniego ciśnienia) i LP Turbine (strefa niskiego ciśnienia) [8]



Rys. 2. Widok turbozespołu parowego do nowego bloku o mocy elektrycznej 450 MW produkcji Skoda Power [9]

Temperatura pary w strefie wejścia do turbiny wynosi ok.  $550^{\circ}\text{C}$  (strefa wysokiego ciśnienia) oraz ok.  $350^{\circ}\text{C}$  w strefie niskiego ciśnienia i w trakcie przepływu przez nią ciągle ulega obniżeniu. Ciśnienie pary na wejściu do strefy wysokiego ciśnienia to ok.  $12,8\text{ MPa}$ , a przy wyjściu ze strefy niskiej prędkości pary (NP) wynosi ok.  $0,01\text{ MPa}$  [8].

Zmieniające się proporcje pozyskiwania energii elektrycznej pokrywającej zapotrzebowanie Polski na moc na przestrzeni doby (rys. 3) oraz planowane zmiany „miksu energetycznego” dla Polski (rys. 4) powodują wzrost problemów związanych z niezawodną pracą turbin parowych. Turbiny te są stosowane do bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną, zmieniające się proporcje wytwarzania przez źródła odnawialne powodują częste zmiany obciążenia turbin parowych. Podczas eksploatacji turbin parowych najbardziej obciążające wirnik (łopatki) warunki pracy występują w szczególności podczas [10-12]:

- biegu luzem,
- odstawiania,
- uruchomienia,
- zrzutu obciążenia.



Problem niezawodności pracy turbin parowych jest bardzo ważny i może w istotny sposób wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne Polski i innych krajów. W tej pracy dokonano przeglądu i analizy najczęściej występujących uszkodzeń łopat turbin parowych stopnia NP. Problem niezawodności ostatnich stopni części NP turbin parowych przy niskich wydajnościach turbiny zyskał na aktualności w ostatnich latach wskutek [10]:

- coraz częstszych uszkodzeń usztywnień i żeber części wylotowych NP,
- deformacji części kadłubów,
- uszkodzeń spoin łączących gardziele ze skraplaczem,
- pogorszenia stanu dynamicznego turbiny,
- przemieszczenia punktów stałych,
- odpadania osłon stelliteowych łopat,
- erozyjnego niszczenia krawędzi wylotowych łopat.

## **2. Charakterystyka konstrukcji i właściwości eksploatacyjnych łopaty turbiny parowej**

Głównymi elementami konstrukcyjnymi turbin parowych kondensacyjnych są odpowiednio zamocowane na wale elementy łopat, dzięki którym energia kinetyczna pary wodnej wprawia wirnik w ruch obrotowy. Łopaty oraz pozostałe podzespoły znajdujące się wewnątrz korpusu na początkowych stopniach turbiny pracują w warunkach podwyższonej temperatury (jak wskazano powyżej, przegrzana para dochodząca z kotła osiąga temperaturę ok. 550°C) oraz ciśnienia ok. 12,8 MPa [3-7]. W kolejnych stopniach turbiny w wyniku rozprężania się pary ciśnienie i temperatura obniżają się i po przekroczeniu tzw. linii Wilsona dochodzi do wydzielania z pary dużej ilości kropli cieczy. Pomimo zastosowania zaawansowanych materiałów żarowytrzymałych, odpornych na korozję i erozję, oraz precyzyjnego procesu wytwarzania łopatek długostrwała eksploatacja w wyżej wymienionych warunkach powoduje ich zużycie, przez co obniża się sprawność i moc całego bloku energetycznego [5, 7]. Wirnikowe łopaty turbiny parowej mogą różnić się wymiarami, kształtem oraz sposobem połączenia z wałem. Łopaty stopnia części niskoprężnej mogą mieć długość przekraczającą jeden metr. W procesie wytwarzania łopat bardzo ważne jest przygotowanie półfabrykatu, gdyż to właśnie od niego w dużym stopniu zależy struktura materiału. Proces przygotowania półfabrykatu powinien zapewniać uzyskanie odpowiedniej struktury materiału oraz uwzględnić naddatki technologiczne, które zapewnią przygotowanie gotowego produktu o wymaganych wymiarach geometrycznych, minimalne zużycie materiału oraz jak najniższą czasochłonność produkcji i jej optymalny koszt. Do wytwarzania łopat turbin parowych stopnia NP najczęściej wykorzystuje się wysokostopową stal martenzytyczną 1.4923 (X22CrMoV12-1) charakteryzującą się bardzo dobrą żaroodpornością, przez co

z powodzeniem może być używana na elementy części pracujących w wysokich temperaturach (nawet do 600°C). Wskazana powyżej stal ma w swoim składzie m.in. chrom i nikiel (wpływają na hartowność stali oraz zwiększają jej wytrzymałość i przyczyniają się do rozdrobnienia ziarna), molibden (zwiększa hartowność, wytrzymałość i odporność na pełzanie oraz zmniejsza kruchość stali) i wanad (zwiększa twardość i drobnoziarnistość stali). Analizowana stal jest zaliczana do grupy stali trudnospawalnych, wykazuje także wysoką odporność na działanie obciążeń o charakterze zmiennym. Jej skład chemiczny znajduje się w tabeli 1.

TABELA 1

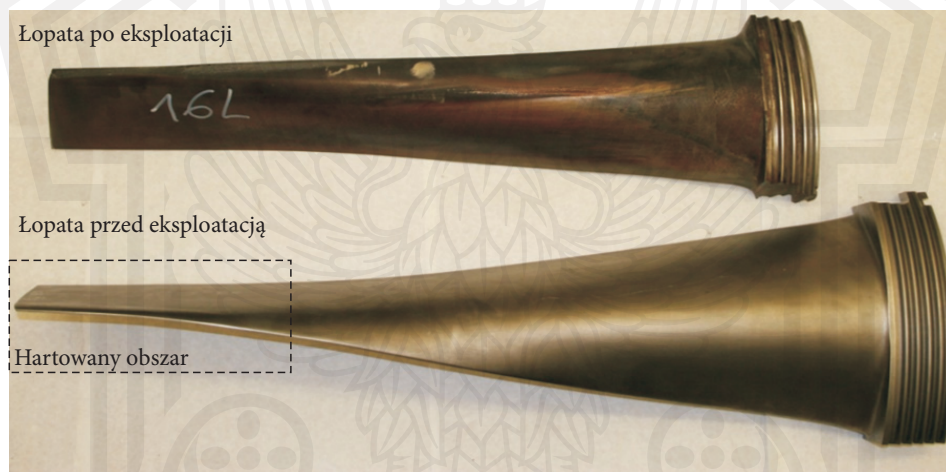
Skład chemiczny stali 1.4923 (X22CrMoV12-1) [wg PN-EN 10088-1:2007]

Skład chemiczny [%]									
C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo	V	Fe
0,18÷ 0,24	0,40÷ 0,90	0,18÷ 0,24	max. 0,025	max. 0,015	11,00÷ 12,50	0,30÷ 0,80	0,80÷ 1,20	0,25÷ 0,35	reszta

Najbardziej narażone na zużycie ze względu na największą prędkość liniową (prędkość obrotowa łopat jest stała i wynosi zazwyczaj 3000 obr/min) są obszary końcowe łopaty [15-16]. Łopaty turbiny parowej pracują w trudnych warunkach (wysokie ciśnienie i temperatura, atmosfera sprzyjająca powstaniu korozji), przenoszą duże obciążenia statyczne oraz dynamiczne i jednocześnie są narażone m.in. na erozyjne zużycie powierzchni i warstwy wierzchniej oraz zmęczenie termomechaniczne materiału [17-18]. Na rysunku 5 zaprezentowano widok łopaty nowej oraz łopaty po eksploatacji. W celu podwyższenia odporności na zużycie (np. erozyjne) łopat turbin parowych stosuje się różnego typu zabezpieczenia, jak również realizuje procesy technologiczne ulepszające elementy łopat oraz ich powierzchni (obróbka cieplna i powierzchniowa). W warunkach polskiego przemysłu energetycznego najczęściej hartuje się lokalne obszary (strefy) powierzchni piór łopat (rys. 5) i odpowiednio optymalizuje długość strefy hartowania zależnie od modelu i typu łopaty. Trwałość łopaty można również zwiększyć przez zabezpieczenie krawędzi natarcia łopatki powłokami lub lutowaniem specjalnych stelitowych nakładek ochronnych [15-16, 19-22].

W turbinach parowych łopaty pracują zarówno w warunkach podwyższonej temperatury charakterystycznej dla pary przegrzanej (ok. 550°C), jak i w strefie niskoprężnej, gdzie zaczyna się obszar pary mokrej, w którym łopatki mają bezpośredni kontakt nie tylko z parą, lecz także z kroplami cieczy powstałymi w wyniku spontanicznej kondensacji pary. Część tych kropli po uderzeniu w krawędź natarcia łopat tworzy na ich powierzchni film wodny lub układ strug, które po zejściu z krawędzi spływu łopat tworzą krople wtórne. Krople te są w dużej mierze odpowiedzialne za erozję powierzchni

łopat [19, 23-25]. Problem zużycia łopat wirnikowych nie dotyczy jedynie ubytku materiału na powierzchni spowodowanego uderzeniami kropeł zarówno pierwotnych, jak i wtórnych, ale także zużycia termomechanicznego i zmęczeniowego – ponieważ wirnik turbiny parowej obraca się z dużą prędkością, mamy do czynienia z ogromną siłą odśrodkową w wysokiej lub podwyższonej temperaturze, powodującą zjawisko pełzania materiału. Zmienne obciążenie turbiny parowej jest przyczyną cyklicznie zmiennych prędkości obrotowych, co generuje zmienne naprężenia odpowiedzialne za zużycie zmęczeniowe łopatek i powstawanie pęknięć. Negatywny wpływ mają także drgania mechaniczne towarzyszące każdej pracującej turbinie [26-27].



Rys. 5. Widok łopaty turbiny przed eksploatacją oraz po eksploatacji

### 3. Uszkodzenia łopat turbin parowych

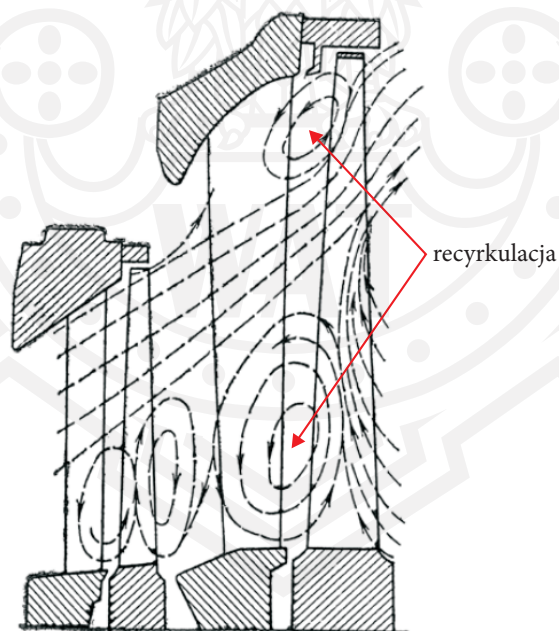
#### 3.1. Uszkodzenia erozyjne łopat

Zużycie erozyjne łopat turbiny parowej, a w szczególności ostatniego stopnia w części niskoprężnej turbiny (NP), w pierwszym etapie eksploatacji jest z reguły znikome, natomiast wraz ze wzrostem czasu eksploatacji erozyjne ubytki materiału mogą stać się na tyle znaczące, że powodują zmniejszenie przekroju poprzecznego łopat, a co za tym idzie spadek sprawności turbiny. W przypadku wystąpienia pęknięcia typu zmęczeniowego może dojść do uszkodzenia podzespołów turbiny, np. gdy oderwaniu ulegnie fragment lub cały element łopaty. Zużycie łopat oprócz zmniejszenia sprawności powoduje także występowanie efektu nierównomiernego wyważenia turbiny (różne zużycie łopat), co może powodować zakłócenia w pracy

wirnika oraz wzrost naprężeń mogący doprowadzić do poważnych uszkodzeń nie tylko łopatek, lecz także innych podzespołów turbiny (np. w przypadku oderwania fragmentu). Uszkodzenia erozyjne łopat wynikają przede wszystkim z warunków ich eksploatacji i można je podzielić na [28]:

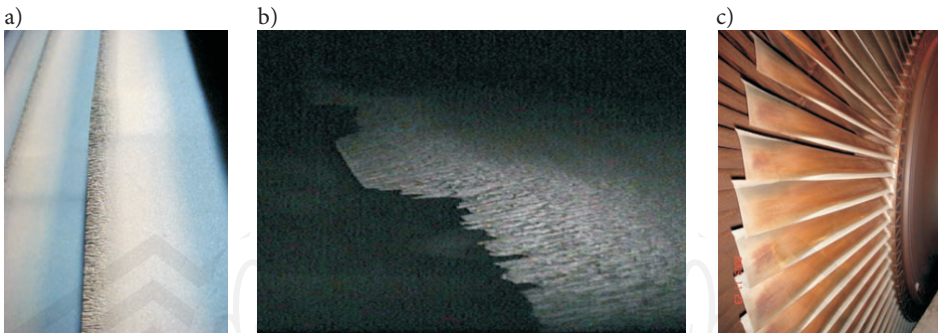
- erozję krawędzi wlotowych (natarcia) ostatnich stopni części NP,
- erozję krawędzi wylotowych (spływu) ostatnich stopni części NP.

Z efektem erozji **krawędzi wlotowych łopat turbin** można się spotkać praktycznie od początku okresu używania turbin. Zużycie erozyjne występuje głównie na krawędzi natarcia i spowodowane jest przede wszystkim przez uderzanie łopat o krople wody powstałe z pary wodnej w strefie ostatniego stopnia części niskoprężnej turbiny. Oddzielnym zjawiskiem jest erozja **krawędzi wylotowych**. Można powiedzieć, że w energetyce obowiązuje zasada, że układ przepływowy chłodzony jest parą przepływającą do części NP, a przestrzeń parowa na wylocie przez wtrysk kondensatu. Przy niskich obciążeniach części NP występuje przepływ nawrotny (recyrkulacja), tj. zasysanie pary wylotowej do układu przepływowego (rys. 6). Zasysana para mokra powoduje erozję krawędzi wylotowych ostatnich stopni [28-29]. Przykładowe zdjęcia przedstawiające efekty erozji na krawędziach wylotowych łopat zaprezentowano na rysunku 7, a z kolei na krawędziach natarcia na rysunku 8. Zależność uszkodzenia erozyjnego krawędzi łopaty turbiny parowej w funkcji czasu pracy przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 6. Schemat przepływu pary w ostatnich stopniach NP podczas biegu jałowego [10, 28]

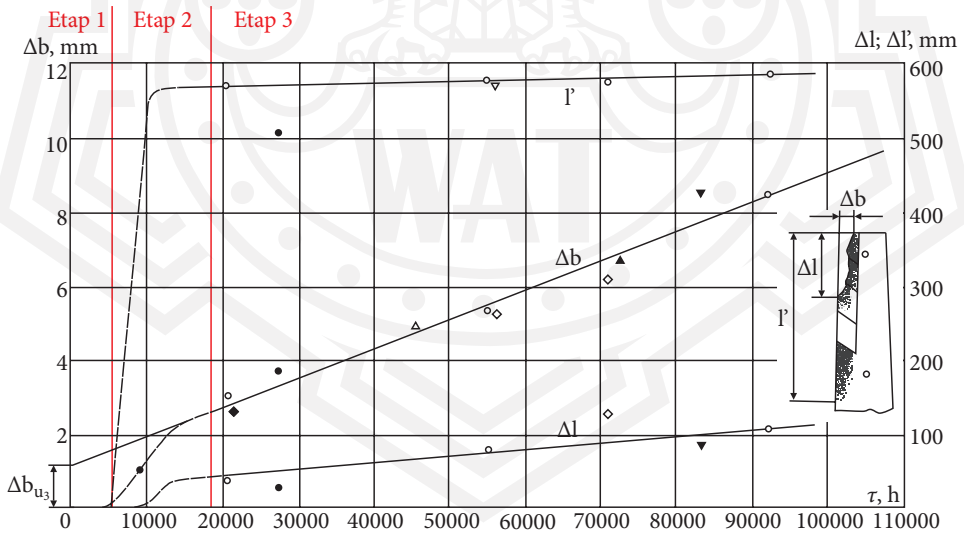




Rys. 7. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych wirnika stopnia NP: a) turbina 200 MW, b i c) turbina 120 MW [28]



Rys. 8. Łopátka ze stali X20Cr13 ostatniego stopnia turbiny typu TC 1201 — widoczny ubytek materiału w obszarze krawędzi natarcia [23]



Rys. 9. Zależność uszkodzenia erozyjnego krawędzi profilowej  $\Delta b$  (mm), długość krawędzi  $\Delta l$  ze zmniejszonym przekrojem (mm), długość krawędzi z występującą erozją na powierzchni ( $l$ , mm) łopátki wirnika ostatniego stopnia turbiny 210 MW w funkcji czasu pracy  $\tau$  (h) [30]

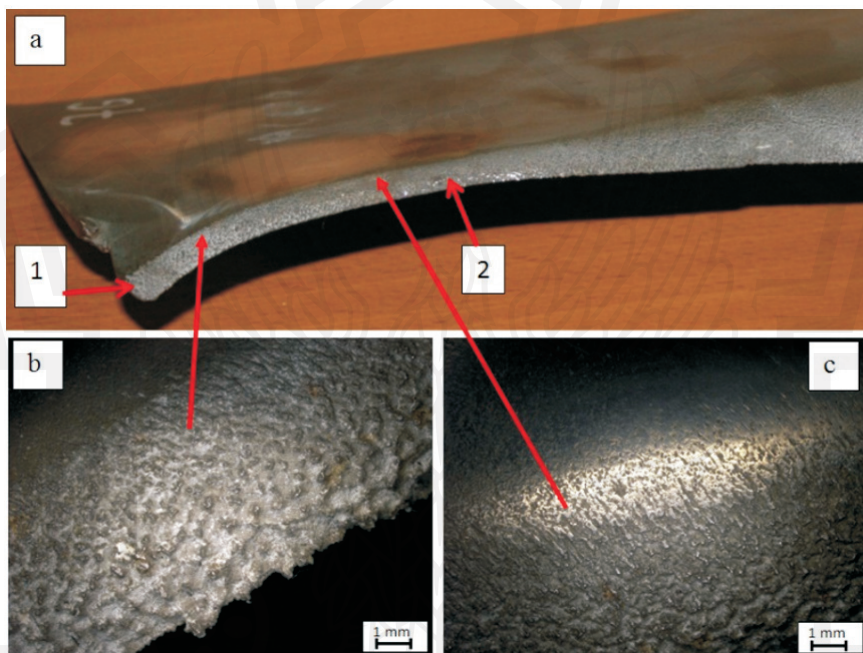
Na rysunku 10 przedstawiono przekrój poprzeczny przez wybraną reprezentatywną łopatkę wirnika ostatniego stopnia NP z turbiny 210 MW, uszkodzenie płyty stelliteowej w drugim etapie erozji (praca turbiny od ok. 5 do 10 tys. godzin) oraz uszkodzenie krawędzi natarcia łopaty z zaznaczonym linią przerywaną kształtem łopaty w stanie wyjściowym [30].



Rys. 10. Schemat zarysu łopat wirnika ostatniego stopnia NP z turbiny 210 MW: a) uszkodzenie płyty stelliteowej w drugim obszarze erozji; b) uszkodzenie krawędzi natarcia łopaty z zaznaczonym linią przerywaną kształtem łopaty po ok. 10 tys. godzin eksploatacji [30]

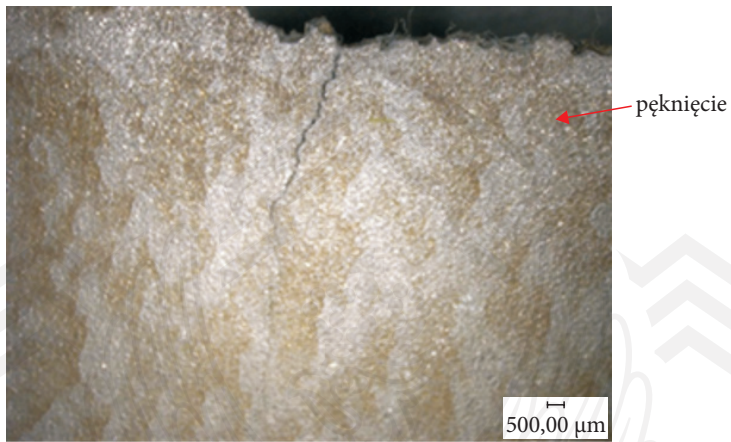
Przeprowadzone przez autorów artykułu [18] obserwacje (badania wizualne oraz obserwacje z zastosowaniem mikroskopu optycznego) łopat turbin parowych po eksploatacji wykazały intensywne procesy zużycia erozyjnego, głównie w strefie krawędzi natarcia łopaty turbiny parowej. Z obserwacji wynika, że zgodnie z danymi literaturowymi największa intensywność zużycia na obserwowanych łopatach występowała na końcu krawędzi łopaty (także w strefie zahartowanej), a zwłaszcza w strefie przecinania się krawędzi natarcia z powierzchnią czołową łopaty (rys. 11) [18, 31-32]. Wyżej wspomniane ubytki erozyjne są obszarami koncentracji naprężeń, a tym samym mogą być początkiem uszkodzenia zmęczeniowego.

Częste zmiany obciążenia i duże prędkości nagrzewania elementów metalowych skutkują również stosunkowo szybkim zmęczeniem cieplnym materiału. Zmiany temperatury łopat prowadzą do deformacji cieplnych, które mogą skutkować trwałymi odkształceniami i uszkodzeniami elementów turbiny [26, 32].



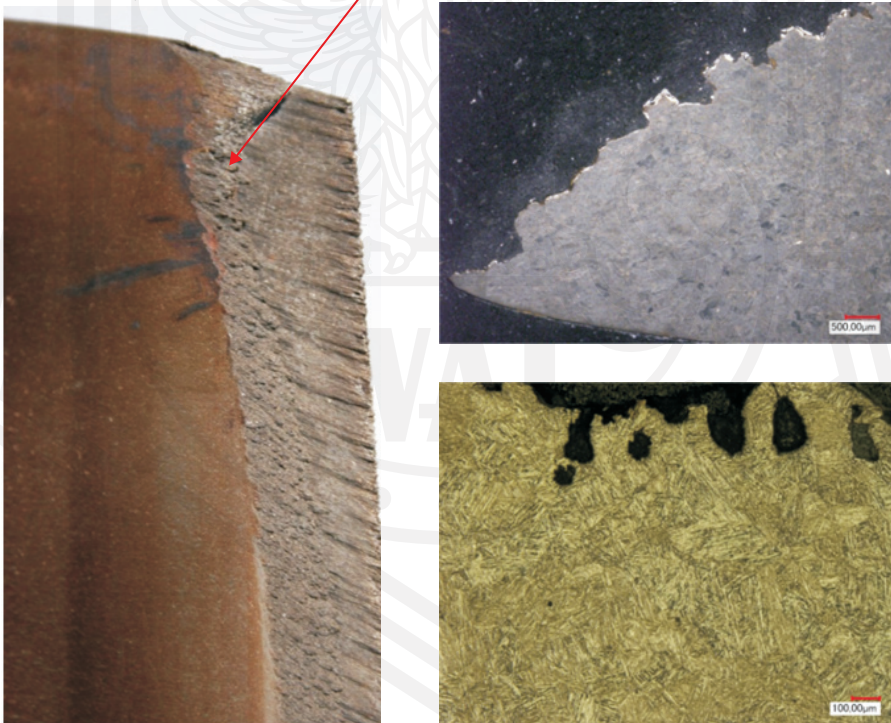
Rys. 11. Widok łopaty po eksploatacji w niskoprężnej strefie turbiny parowej na krawędzi natarcia w jej górnej strefie, obszar 1 — koniec krawędzi natarcia; obszar 2 — granica strefy zahartowanej krawędzi natarcia (b, c) [18, 32]

Również w ramach projektu badawczego *Innowacyjne laserowe metody diagnostyki oraz technologie naprawy łopatek turbin parowych*, projekt nr POIG.01.04.00-24-101/13, oraz projektu *Innowacyjna technologia laserowego napawania, hartowania i ablacyjnego strukturyzowania w procesach wytwarzania elementów funkcjonalnych podzespołów parowych turbin energetycznych*, nr projektu PBS3/B5/37/2015, autorzy artykułu realizowali badania oraz prowadzili obserwacje zużycia łopat po eksploatacji. Zaobserwowano charakterystyczne efekty procesu erozji. Dominującym procesem zużycia występującym na powierzchni badanych łopat była erozja strefowa (lokalna). Prowadzi ona do degradacji w strefie krawędzi natarcia, powodującej powstawanie charakterystycznego efektu zniszczenia w postaci zmniejszenia przekroju łopaty, co w konsekwencji wpływa na powstanie niebezpiecznej strefy przekroju krytycznego, który ma bardzo istotny wpływ na procesy zniszczenia elementu łopaty (powstanie pęknięcia) — rys. 12 [17-18, 33].



Rys. 12. Widok powierzchni łopaty po eksploatacji w niskoprężnej strefie turbiny parowej w obszarze zakończenia strefy zahartowanej z widocznym pęknięciem [18, 32]

Widoczne ubytki materiału w obszarze krawędzi wlotowej (natarcia)



Rys. 13. Widok powierzchni oraz przekroju poprzecznego wycinka łopaty po eksploatacji w niskoprężnej strefie turbiny parowej [18, 32]

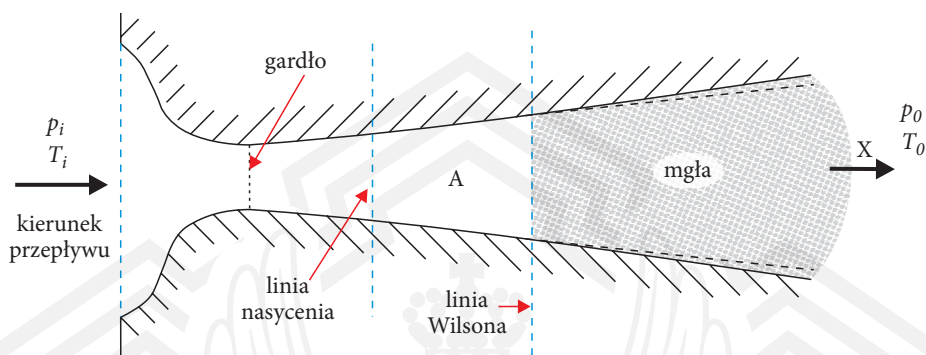
Na badanych w ramach projektów badawczych łopatach stwierdzono, że w wyniku procesu eksploatacji wystąpiły ubytki materiału sięgające na głębokość nawet kilkuset mikrometrów. Maksymalne stwierdzone zużycie krawędzi wlotowej na badanej łopacie wynosiło nawet 930  $\mu\text{m}$  (rys. 13). W konsekwencji powoduje to pogorszenie wyważenia łopat w turbinie, w tym również jej wirnika, a także prowadzi do zaburzeń w przepływie strugi pary przesyconej w niskoprężnej strefie turbiny [18].

### 3.2. Uszkodzenia korozyjne łopat

Uszkodzenia korozyjne łopat występują we wszystkich typach turbin i mogą mieć różny charakter. Przyczyną uszkodzeń korozyjnych są zawarte w parze agresywne związki chemiczne, należą do nich chlorki, siarczany oraz krzemiany metali alkalicznych, które mogą być np. wynikiem nieodpowiedniego doboru parametrów chemicznych wody. Agresywne związki najczęściej wypadają z pary w strefie tuż przed strefą kondensacji oraz w strefie jej zapoczątkowania. Związki te w połączeniu z wilgotną parą tworzą stężone roztwory, które w postaci cienkiego filmu (warstwy) pokrywają powierzchnię łopat. W przypadku zmiennego obciążenia turbiny, w wyniku cyklicznego osuszania powstają twarde osady nasączone stężonymi roztworami związków agresywnych (chlorki, siarczany oraz krzemiany metali alkalicznych). Porowate osady tworzą elektrolity i roztwory powodujące korozję. Na ilość agresywnych związków wpływa jakość wody zastosowanej do wytworzenia pary, a obszar osadzania się ich na łopatach zależy od rodzaju związku chemicznego. Niektóre zanieczyszczenia osadzają się na łopatkach daleko od strefy Wilsona (początku obszaru pary mokrej) [33-35].

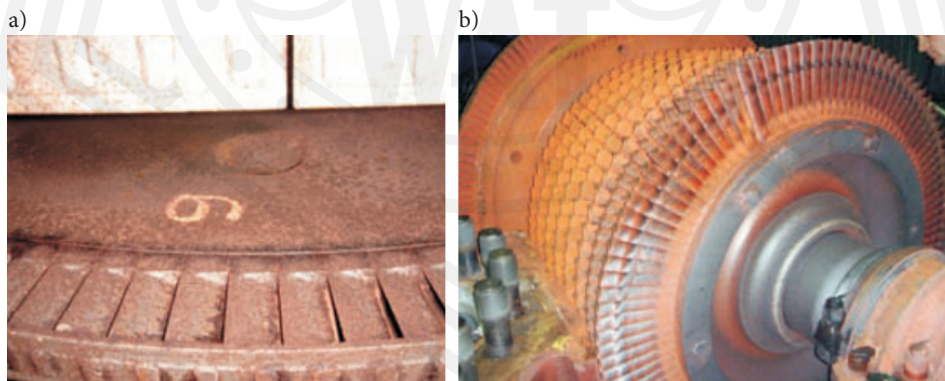
Przestrzeń międzyłopatkowa wieńca kadłuba turbiny parowej najczęściej przypomina kształt zakrzywionej dyszy de Laval, która służy do zwiększania prędkości płynu i uzyskiwania przepływów naddźwiękowych. Tuż za gardłem dyszy para wodna ma tzw. parametry krytyczne, w tym miejscu nie wydzielają się jeszcze krople kondensatu. Początek obszaru pary mokrej określa linia Wilsona, po jej przekroczeniu z pary wydzielają się duże ilości małych kropeł cieczy. Zjawisko takie nazywane jest spontaniczną kondensacją. Pomiedzy linią nasycenia i linią Wilsona znajduje się obszar (oznaczony literą A na rysunku 14), w którym para wodna jest w stanie metastabilnym [35].

Ponieważ wraz ze zmianą obciążenia linia Wilsona przemieszcza się w kierunku przepływu czynnika, to strefa niebezpieczna może obejmować kilka stopni turbiny parowej. Ponadto na mikronierównościach łopatek para może kondensować się przy nieznacznych przechłodzeniach oraz względnie niskim zawilgoceniu. Agresywne sole powodują uszkodzenia łopatek przez pęknięcia wskutek korozji naprężeniowej lub pęknięcia wskutek zmęczenia korozyjnego [35].



Rys. 14. Zjawisko spontanicznej kondensacji w dyszy de Laval'a [35]

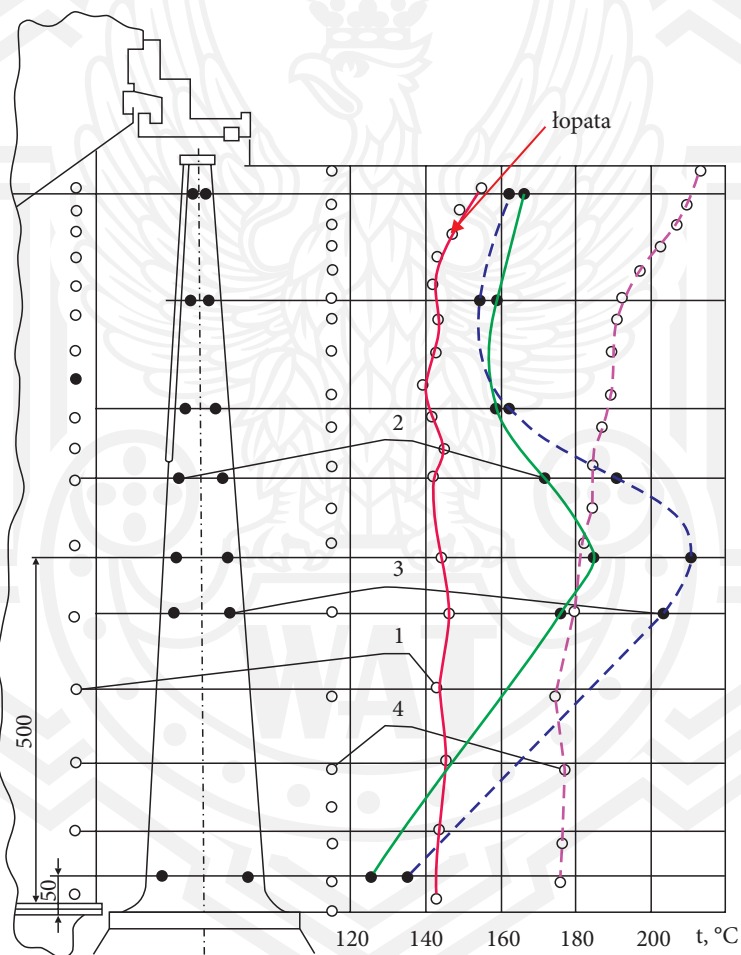
Nie tylko praca turbiny może być identyfikowana jako źródło powstawania problemów z korozją, ale również postój całego układu przy braku odpowiedniego zabezpieczenia może prowadzić do uszkodzeń korozyjnych elementów turbin. W czasie postoju na uszkodzenia korozyjne najbardziej narażone są elementy układu przepływowego — łopaty i koła wirnikowe. Korozja postojowa jest szczególnym przypadkiem korozji elektrochemicznej, a czynnikiem przewodzącym nieodzownym do zachodzenia procesu są cienkie warstwy elektrolitów, które powstają na skutek kondensacji pary (podczas zatrzymania turbiny) zawierającej sole pochodzące z wody kotłowej. Podczas postoju może dochodzić do powstawania nie tylko korozji równomiernej, lecz także wżerowej. Najczęściej tego typu korozji ulegają wieńce łopatek umieszczone w pobliżu odwodnień upustów oraz stopni [28, 35]. Przykłady charakterystycznych uszkodzeń korozyjnych powstałych w trakcie postoju turbiny parowej przedstawiono na rysunku 15.



Rys. 15. Korozja postojowa wirnika turbiny: a) turbina 30 MW stopień NP, b) turbina 5MW [28]

### 3.3. Termomechaniczne uszkodzenia łopat

W czasie pracy w układzie przepływowym stan cieplny łopat zależy od wewnętrznych i zewnętrznych strumieni pary, skraplaczy i cieplnego strumienia strat wentylacyjnych. Na rysunku 16 przedstawiono wyniki badań na biegu jałowym przy uruchamianiu ze wzrostem ciśnienia w skraplaczu. Strumienie wewnętrzne potęgują się i są proporcjonalne do gęstości pary, co jest charakterystyczne dla procesów wentylacyjnych, i określają cieplny stan łopat roboczych [10].

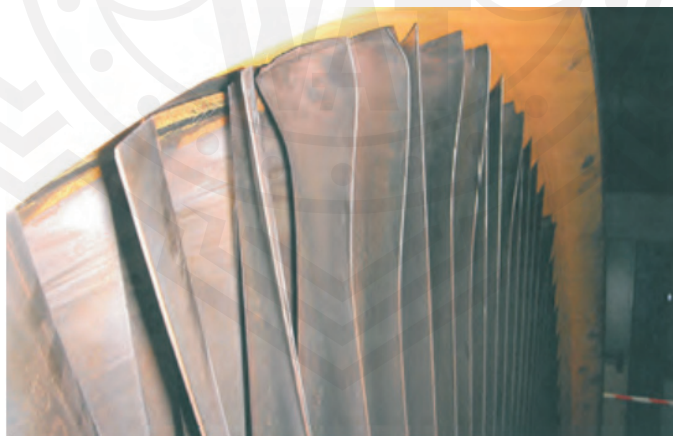


Rys. 16. Rozkład temperatury w łopatach roboczych w czasie biegu jałowego, przepływ pary przez stopień 13 t/h, ciśnienie w skraplaczu 3,4 kPa [10]; 1 — temperatura pary w przestrzeni międzywieńcowej, 2, 3 — temperatura łopaty odpowiednio na wlotowej i wylotowej krawędzi, 4 — temperatura pary za łopatkami roboczymi w stanie bez ochłodzenia

Wewnętrzne strumienie wytwarzają w łopatkach roboczych ostatnich stopni charakterystyczny obraz. Przy utrzymywaniu temperatury pary w gardzieli na poziomie 80-100°C temperatura metalu krawędzi wlotowych i wylotowych waha się w granicach 190-200°C [10].

W sytuacji gdy zalecana temperatura pary zrzutowej do skraplaczy powinna mieścić się w granicach 120-190°C (górną granicą 200°C), jej rzeczywista wartość często dochodzi do 300-400°C. W takim przypadku temperatura gardzieli często przekracza 200°C przy dopuszczalnej 120°C. Zgodnie z danymi doświadczalnymi przy temperaturze 150°C i obciążeniu odpowiadającym naprężeniom eksploatacyjnym można zaobserwować obniżenie wytrzymałości spoiwa, a przy temperaturze 200°C w spoiwie powstają pęknięcia. Parametrem eksploatacyjnym określającym stan cieplny części NP turbiny jest temperatura pary na ostatnim rzędzie łopatek roboczych lub w gardzieli [10].

Przy zmianie temperatury czynnika za ostatnimi stopniami w zakresie 50-300°C temperatura przestrzeni międzywieńcowej turbiny zmienia się nieznacznie. W związku z tym, w celu zmniejszenia natężenia erozji na krawędziach wylotowych, wskazane jest schładzanie pary w gardzieli do 100-120°C. Ekstremalne warunki temperaturowe pracy łopat powstają w czasie zrzutu obciążenia i następnie pracy na biegu jałowym. Praca na biegu jałowym, wskutek zachodzenia procesów wentylacyjnych, powoduje w łopatkach wzrost temperatury, która w dużym stopniu jest zależna od ciśnienia panującego w skraplaczu. Rozkład temperatur na powierzchni łopat, z uwagi na ich kształt oraz niejednorodny rozptyw czynnika, może być różny, co przyczynia się do deformacji i trwałych odkształceń łopat (rys. 17) [10]. Praca na biegu jałowym lub ewentualnie z niewielkim obciążeniem może powodować przekroczenie dopuszczalnych wydłużeń względnych i tym samym powstanie obszarów wytarcia w układzie przepływowym [11].



Rys. 17. Widok odkształceń łopat turbiny w ostatnim stopniu układu wirnika [28]



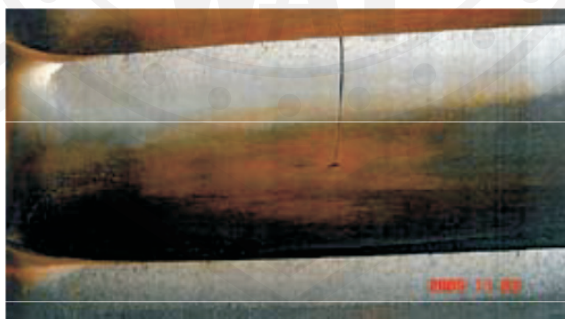
W czasie szybkiego nagrzewania i ochładzania na powierzchniach łopatek powstają gradienty temperatur, w czasie których swobodnemu wydłużaniu się warstw zewnętrznych przeszkadzają warstwy wewnętrzne elementu. W związku z tym w zewnętrznych i wewnętrznych warstwach powstają naprężenia, które w przypadku przekroczenia granicy plastyczności materiału mogą okazać się wspomnianymi odkształceniami trwałymi (rys. 18).



Rys. 18. Łopaty odkształcone cieplnie w trakcie eksploatacji [10]

Częste zmiany obciążenia i duże prędkości nagrzewania elementów metalowych skutkują również stosunkowo szybkim zmęczeniem cieplnym. Deformacje cieplne mogą również prowadzić do trwałych odkształceń elementów turbiny [10].

Jeszcze gorsza sytuacja występuje, gdy nagrzane łopatki poddane są nagłemu schłodzeniu, tzw. szoki cieplne, wówczas nie tylko powstają trwałe odkształcenia, lecz także mogą powstać pęknięcia (rys. 19) [10].



Rys. 19. Obszar łopaty z widocznym pęknięciem przy stopce, krawędź wylotowa, pęknięcie termiczne [10]

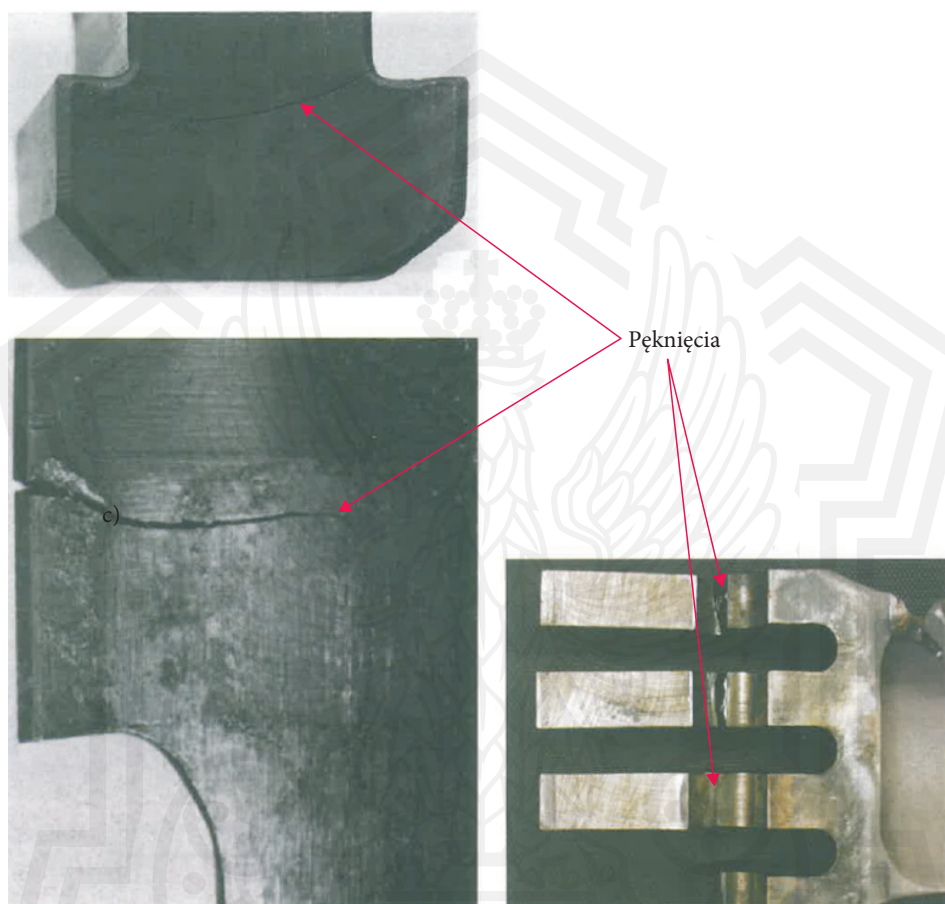
#### 4. Wpływ konstrukcji, technologii wykonania i montażu na uszkodzenia łopat

Bloki pracujące w naszej energetyce zostały zaprojektowane do pracy podstawowej, a od dłuższego czasu pracują w trybie regulacyjnym, przy zwiększonej liczbie odstawień i postojach w różnych okresach. Przejście turbiny z pracy podstawowej do pracy regulacyjnej powoduje powstanie wielu negatywnych zjawisk wpływających na niezawodność, a także na bezpieczeństwo eksploatacji turbin [28]. Często spotykaną przyczyną zmęczeniowych uszkodzeń jest rezonans jednej z postaci drgań własnych z siłami wymuszającymi w turbinie. Określenie charakterystyki wibracyjnej w czasie projektowania łopat jest prawie niemożliwe. Wymiary podziałek i przekrojów wylotowych elementów ekspansyjnych i łopat wirnikowych często wykazują odchyłki rzeczywistych wartości od konstrukcyjnych. Zjawiska te są przyczyną zróżnicowania natężenia przepływu w poszczególnych kanałach i powodują zmianę ciśnienia działającego na łopatę. Wskutek tego zmienia się napór czynnika na łopatkę. Powstała w ten sposób siła wymuszająca przyjmuje takie same wartości przy każdym obrocie wirnika, a więc jest okresową funkcją prędkości obrotowej. Tego rodzaju zjawiska mogą spowodować powstanie uszkodzeń zmęczeniowych po przepracowaniu kilku tysięcy godzin. Poza omówionymi w układzie przepływowym mogą również wystąpić inne powody wzbudzenia drgań łopat. Może to być np. nieprawidłowo wykonany podział między górną a dolną połową tarczy kierowniczej lub kształt stopki łopaty [33].

Częstą przyczyną zmęczeniowych uszkodzeń łopatek jest zbyt duża twardość materiału, powstała na skutek hartowania się powierzchni materiału łopaty w czasie lutowania płytek stelitowych. W tym przypadku uszkodzenie łopaty zaczyna się w miejscach utwardzonych. Utwardzenie materiału działa negatywnie z dwóch powodów: wystąpienie karbu strukturalnego oraz obniżenie podatności materiału na odkształcenia. Ma to istotny wpływ na obniżenie wytrzymałości zmęczeniowej i podwyższenie naprężeń, szczególnie od dynamicznego zginania łopaty strumieniem pary [33].

Istotną przyczyną uszkodzeń łopat są również błędy montażowe, które mogą obniżyć częstotliwości drgań własnych układu łopatkowego do wartości rezonansowych. Z praktyki eksploatacyjnej wynika, że źle zamontowany układ łopatkowy zmienia z czasem swoją charakterystykę drganiową, co bardzo często jest powodem wystąpienia nadmiernych drgań i powstania zmęczeniowego uszkodzenia łopatek. Tego typu uszkodzenia występują po przepracowaniu kilkudziesięciu tysięcy godzin, a ich najczęstszą przyczyną jest niedotrzymanie wymaganych luzów między stopkami łopatek a wrębem łopatkowym w kole roboczym - rys. 20 [33].

Nierzadko przyczyną powstawania pęknięć zmęczeniowych są również błędy wykonawcze łopatek, zwłaszcza gdy mają one postać ostrych nierówności powierzchni powstałych wskutek niedbałej obróbki mechanicznej i powierzchniowej [33].



Rys. 20. Pęknięcia zmęczeniowe łopat w obszarze stopek; ostatni stopień turbin o mocy 50 i 60 MW, przyczyna uszkodzenia — nadmierny luz między stopkami łopat [33]

## 5. Wpływ warunków pracy na uszkodzenia łopaty

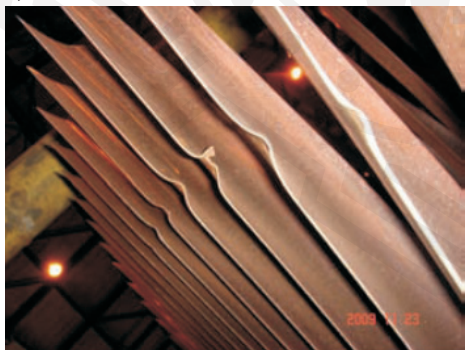
Poziom naprężeń dynamicznych zależy od warunków eksploatacyjnych i cech konstrukcyjnych części przepływowej. W przypadku łopatek ostatniego stopnia NP podstawową rolę odgrywa skraplacz, który istotnie wpływa na natężenie drgań [33]. Częste zmiany obciążenia z mocy znamionowej w godzinach szczytu do mocy minimalnej w godzinach nocnych powodują powstanie uszkodzeń związanych ze zmęczeniem cieplnym niskocyklicznym [28]. Przykład pęknięć od zmęczenia niskocyklicznego na krawędzi wylotowej łopaty ze stopnia NP przedstawiono na rysunku 21.



Rys. 21. Pęknięcia od zmęczenia niskocyklicznego na krawędzi wylotowej ostatniego stopnia NP, turbina 200 MW. Przyczyna uszkodzenia: zacieranie czołowych krawędzi łopatek z powodu dużego ciśnienia skraplacza [33]

Zmieniające się warunki eksploatacji turbin parowych, takie jak: intensywne regulacje, obniżane minima techniczne, zwiększona liczba uruchomień, sprawiają, że również erozja krawędzi może przebiegać w intensywny sposób [28]. Niezależnie od miejsca usytuowania łopatek na wieńcu w układzie przepływowym czasami powstają uszkodzenia mechaniczne. Mogą być one powodowane obecnością ciał obcych przypadkowo znajdujących się w turbinie po remoncie lub części, które uległy uszkodzeniu podczas eksploatacji, jak również rozdrobnionych tlenków pochodzących z elementów doprowadzających parę (rys. 22). Szczególnie niebezpieczne są uszkodzenia na krawędziach, które mogą pełnić rolę koncentratorów naprężeń, a po przekroczeniu wytrzymałości materiału powodować pęknięcia i zniszczenie elementu łopaty.

a)



b)



Rys. 22. Uszkodzenia krawędzi wylotowej tzw. ciałem obcym znajdującym się w komorze wirnika: a) turbina 120 MW, wirnik NP, b) turbina 200 MW, wirnik WP [28]

## 6. Prognozowanie trwałości łopatek

Z analizy literatury i informacji dostępnych od firm serwisujących turbiny parowe wynika, że bardzo trudno określić trwałość łopatek turbin parowych. Czas bezpiecznego użytkowania łopatek wirnika ostatniego stopnia pary turbiny zależy w dużej mierze od erozji materiału łopatek i sposobów ich ochrony (hartowanie, powłoki ochronne, nakładki) oraz wspomnianych warunków pracy takich jak przebieg obciążenia, wilgotność oraz przepływ pary itp. Warunki pracy turbiny parowej mogą ulegać zmianie w czasie długich okresów eksploatacji, dlatego w większości przypadków żywotność szacowana jest na podstawie uproszczonego modelu i metody komputerowego modelowania zużycia. Prowadzono liczne prace badawcze, w których rejestrowano zużycie łopatek turbin parowych w czasie. Zajmowali się tym m.in. B. Stanisa, V. Ivusić, którzy rejestrowali zużycie erozyjne w turbinie 210 MW [30]. W analizowanych turbinach łopatek turbiny mogą różnić się wymiarami, kształtem oraz sposobem połączenia z wałem, np. łopatek stopnia części niskoprężnej turbiny 210 MW mają długość 765 mm, średnica wirnika z zamontowanymi łopatkami wynosi 2100 mm. W omawianej turbinie są montowane 94 łopatek w strefie NP. Ciśnienie pary na wlocie turbiny wynosi 12,8 MPa, temperatura pary 535°C. Prędkość bezwzględna pary wynosi 450 m/s, a wilgotność 1,7%. Przy wyjściu (upuście) ciśnienie pary zmniejsza się do 0,01 MPa, prędkość zmniejsza się do 175 m/s, a wilgotność pary wzrasta do 5,7%. Prędkość obrotowa wirnika turbiny wynosi wówczas 50 obr/s (3000 obr/min). Prędkość obwodowa na ostatnim stopniu turbiny (strefy niskoprężnej) na wierzchołku łopatek wynosi 450 m/s, a w jej środkowej wysokości 330 m/s [30].

W celu ustalenia cyklu zużycia łopatek wirnika ostatniego stopnia (sekcje podlegające najwyższemu zużyciu erozyjnemu) i oceny niezawodności ich przyszłego funkcjonowania Stanisa i Ivusić wykonywali kompleksowe pomiary stojanu i analizę uszkodzeń podczas każdorazowego przeglądu (zatrzymania turbiny), na podstawie dokonanego pomiaru długoterminowego (powyżej 10 lat) i monitorowania zużycia łopatek turbiny ostatniego stopnia turbin kondensacyjnych o mocy 210 MW.

Zależność zużycia erozyjnego krawędzi profilowej  $\Delta b$ , długości krawędzi  $\Delta l$  i uszkodzenia wżerowego  $l'$  łopatek wirnika ostatniego stopnia turbiny 210 MW w funkcji czasu pracy przedstawiono wcześniej na rysunku 9. Stwierdzono, że uszkodzenia erozyjne powierzchni krawędzi natarcia łopatek turbiny parowej stopnia NP powstają już po pierwszych 5 tys. godzin pracy turbiny. Po ok. 10 tys. godzin pracy zużycie erozyjne występowało na przeważającej części długości łopatek (ok. 550 mm przy całkowitej długości łopatek 765 mm). Szerokość łopatek turbiny parowej na jej końcu w początkowych 5 tys. godzin pracy nie ulegała zmianie, przez kolejne 5 tys. godzin pracy szerokość łopatek zmniejszała się gwałtownie o ok. 2 mm, aby w kolejnym etapie zmniejszać się w sposób liniowy o ok. 2 mm/2,5 tys. godzin pracy turbiny [30]. W trakcie badań stwierdzano odchylenie wartości zużycia erozyjnego łopatek turbiny parowej od wartości średnich dla innych łopatek pracujących

przez porównywalny okres. Prowadzone prace potwierdzają, że na trwałość łopat poza sposobem ich wykonania wpływ mają także warunki pracy. Warunki pracy turbiny (jej obciążenie) są trudne do przewidzenia, dlatego tak trudno również przewidzieć, kiedy nastąpi awaria, tak aby można było jej uniknąć (wykonać regenerację/wymianę) przed wystąpieniem poważnej awarii. Rozwój technologii pozwala jednak na wprowadzenie systemu kontroli pracy turbiny (np. pomiar drgań, pomiar przy wykorzystaniu systemu wizyjnego), pozwalającego na diagnostykę układu w czasie pracy, a nie tylko podczas postoju.

## 7. Podsumowanie

W turbinach parowych w trakcie eksploatacji wykorzystywana jest para, której parametry (temperatura, ciśnienie, prędkość) zmieniają się w trakcie przepływu przez kolejne strefy turbiny. Łopaty turbiny parowej w strefach niskoprężnych (gdzie zaczyna się obszar pary mokrej) mają bezpośredni kontakt z kroplami cieczy powstałymi w wyniku spontanicznej kondensacji pary. Problem zużycia łopatek wirnikowych występuje głównie w obszarach najbardziej oddalonych od części mocującej do wału, co jest spowodowane największą prędkością liniową. Zmiany kształtu łopaty przez zużycie powodują obniżenie sprawności turbiny, ale także zmiany parametrów pracy turbiny, które mogą prowadzić do zwiększania sił wzbudzających drgania wirnika, co zwiększa ryzyko wystąpienia uszkodzeń - głównie łopat. Z analizy uszkodzeń łopat turbin parowych po eksploatacji wynika, że największe uszkodzenia powoduje zjawisko erozji. W wyniku erozji łopat turbin parowych dochodzi do zmiany geometrii łopat, co jest przyczyną obniżenia sprawności turbin parowych, powoduje nieodpowiednie wyważenie wirnika oraz może być powodem utraty spójności materiału łopaty (oderwanie fragmentu łopaty). Łopaty turbin parowych również są narażone na pracę w zbyt wysokiej temperaturze, co może powodować wydłużenie łopat, a w konsekwencji uszkodzenie w wyniku wytarcia górnego obszaru łopaty w układzie przepływowym. Zmienne warunki pracy to także zmienny przepływ wydatku pary przez turbinę, a to może powodować uszkodzenia zmęczeniowe łopat i pojawienie się pęknięć.

W trakcie pracy, ale także postoju turbiny, w tym łopaty, są narażone na oddziaływanie korozji. Podczas pracy zjawisko występowania korozji można ograniczać przez zastosowanie wody pozbawionej agresywnych związków chemicznych takich jak chlorki, siarczany oraz krzemiany metali alkalicznych. Również podczas postoju powierzchnię łopat trzeba zabezpieczać przed korozją przez osuszanie powierzchni oraz stosowanie substancji konserwującej.

Przyczyną uszkodzeń łopat są przede wszystkim warunki pracy, ale mogą być to też błędy technologii wykonania oraz niewłaściwy montaż. Z analizy uszkodzeń łopat turbin parowych jednoznacznie wynika, że na zużycie łopat wpływ ma czas

pracy, ale także sposób wykonania łopaty oraz warunki pracy. Warunki pracy coraz bardziej obciążają turbiny z powodu zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną wytwarzaną przez turbiny parowe. Powoduje to konieczność poprawy odporności na zużycie wytwarzanych łopat oraz lepszej diagnostyki turbin parowych pozwalającej na wykrywanie uszkodzeń łopat na wczesnym etapie.

Artykuł opracowano na podstawie badań zrealizowanych w ramach projektu badawczego nr PBS3/B5/37/2015 pt. *Innowacyjna technologia laserowego napawania, hartowania i ablacyjnego strukturyzowania w procesach wytwarzania elementów funkcjonalnych podzespołów parowych turbin energetycznych*.

Artykuł wpłynął do redakcji 6.12.2023. Zatwierdzono do publikacji 19.12.2023.

Wojciech Chrzanowski <https://orcid.org/0000-0002-0425-4134>  
Wojciech Napadłek <https://orcid.org/0000-0002-0535-8939>  
Zdzisław Bogdanowicz <https://orcid.org/0000-0002-4514-8610>

#### LITERATURA

- [1] CHMIELNIAK J.T., *Maszyny przemysłowe*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1997.
- [2] PILARCZYK J., *Poradnik inżyniera. Tom 1. Spawalnictwo*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.
- [3] CHRZANOWSKI W., *Turbiny parowe*, Biblioteka Dzieł Technicznych. Tom IV, Warszawa 1920.
- [4] NIKIEL T., *Turbiny parowe*, WNT, Warszawa 1989.
- [5] KORPELA SEPPONEN A., *Steam Turbines. Principles of Turbomachinery*, Chapter 5, John Wiley & Sons Inc., USA 2012.
- [6] BADUR J., KORNET S., *Nierównowagowe przemiany fazowe*, Logistyka, Poznań, 4, 2013, 225-233.
- [7] DOBRZAŃSKI J., HERNAS A., *Trwałość i niszczenie elementów kotłów i turbin parowych*, WPS, Gliwice 2003.
- [8] How does a Steam Turbine Work?, Youtube, <https://www.youtube.com/watch?v=SPg7hOxFitI>.
- [9] *Skoda Power dostarczy turbozespół parowy dla elektrociepłowni Stalowa Wola*, portal Energetyka Ciepła, 5.10.2012, <https://www.energetykacieplna.pl/wiadomosci-i-komunikaty/skoda-power-dostarczy-turbozespol-parowy-dla-elektrociepowni-stalowa-wola-58494-10>.
- [10] DOBOSIEWICZ J., STANEK R., *Niektóre uszkodzenia łopatek kadłubów NP przy ograniczonych przepływach czynnika*, Energetyka, 12, 2010, 821-824.
- [11] GRZESICZEK E., RAJCA S., *Uszkodzenia turbozespołów powodowane pracą regulacyjną oraz długotrwałymi postojami*, Energetyka, 12, 2016, 804-808.
- [12] KRANHOLD M., STYCZYŃSKI Z.A., *Transformacja systemu energetycznego w Niemczech: Energiewende – faza druga*, Energetyka – Społeczeństwo – Polityka, 1, 2022, 3-28.
- [13] DERSKI B., *OZE pokryły 67% zapotrzebowania Polski na moc*, portal Wysokie Napięcie, 22.06.2022, <https://wysokienapiecie.pl/72192-oze-pokryly-67-zapotrzebowania-polski-na-moc/>
- [14] DERSKI B., *Polska powinna dywersyfikować miks energetyczny*, portal Wysokie Napięcie, 30.08.2016, <https://wysokienapiecie.pl/1698-polska-powinna-dywersyfikowac-miks-energetyczny/>
- [15] GRZESICZEK E., TRZESZCZYŃSKI J., RAJCA S., *Możliwość wydłużania czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych*, Energetyka, 12, 2003, 831-842.

- [16] NURBANASARI M., ABDURRACHIM A., *Crack of a First Stage Blade in a Steam turbine*, Case Studies in Engineering Failure Analysis, 2, 2, 2014, 54-60.
- [17] BUNKIN W.I., *Eksplatacja turbin parowych*, tłum. K. Smolaga, Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Warszawa 1956.
- [18] NAPADŁEK W., CHRZANOWSKI W., WOŹNIAK A., *Analiza procesów zużywania łopatek w niskoprężnej strefie turbiny parowej*, Autobusy, 12, 2016, 1229-1234.
- [19] MANN B.S., ARYA V., JOSHI P., *Advanced High-Velocity Oxygen-Fuel Coating and Candidate Materials for Protecting LP Steam Turbine Blades Against Droplet Erosion*, Journal of Materials Engineering and Performance, 14, 4, 2005, 487-494.
- [20] MANN B.S., ARYA V., *HVOF Coating and Surface Treatment for Enhancing Droplet Erosion Resistance of Steam Turbine Blades*, Wear, 254, 7-8, 2003, 652-667.
- [21] SINGH SIDHU H.S., SINGH SIDHU B., PRAKASH S., *Solid Particle Erosion of HVOF Sprayed NiCr and Stellite-6 Coatings*, Surface & Coatings Technology, 202, 2, 2007, 232-238.
- [22] TAKEDA K., ITO M., TAKEUCHI S., SUDO K., KOGA M., KAZAMA K., *Erosion Resistant Coating by Low-Pressure Plasma Spraying*, ISIJ International, 33, 9, 1993, 976-981.
- [23] IWANIAK A., HETMAŃCZYK M., *Zabezpieczenie łopatek turbin parowych przed niszczeniem erozyjnym powłokami ochronnymi napawanymi laserowo*, Tribologia, 242, 2, 2012, 31-39.
- [24] KRZYŻANOWSKI J., *Erozja łopatek turbin parowych*, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Warszawa 1991.
- [25] AZEVEDO C.R.F., SINATORA A., *Erosion-Fatigue of Steam Turbine Blades*, Engineering Failure Analysis, 16, 7, 2009, 2290-2303.
- [26] TOBOTA K., CHMIELEWSKI T., *Napawanie laserowe powłok ochronnych na powierzchniach roboczych łopatek turbin parowych*, Przegląd Spawalnictwa, 88, 12, 2016, 38-42.
- [27] BOBER M., SENKARA J., *Mikrostruktura kompozytowych powłok Ni-ZrC napawanych plazmowo*, Przegląd Spawalnictwa, 87, 10, 2015, 60-63.
- [28] GRZELAK R., IWANIAK A., RAJCA S., GRZESICZEK E., *Diagnostyka i regeneracja łopatek wirników turbin parowych metodami spawania laserowego, napawania laserowego oraz nanoszenia powłok*, Energetyka, 12, 2015, s. 836-843.
- [29] SIKORSKI W., *Erozyjna degradacja elementów urządzeń energetycznych*, Energetyka Ciepła i Zawodowa, 1, 2019, 60-65.
- [30] STANISA B., IVUSIĆ V., *Erosion Behaviour and Mechanisms for Steam Turbine Rotor Blades*, Wear, 186-187, 1995, 395-400.
- [31] BOBER M., TOBOTA K., *Badania istotności wpływu podstawowych parametrów napawania plazmowego na geometrię napoin*, Przegląd Spawalnictwa, 87, 9, 2015, 24-28.
- [32] Projekt pt. *Innowacyjne laserowe metody diagnostyki oraz technologie naprawy łopatek turbin parowych*, nr POIG.01.04.00-24-101/13.
- [33] DOBOSIEWICZ J., *Niektóre przyczyny uszkodzeń łopatek roboczych turbin parowych*, Energetyka Biuletyn, 1, 2003, 309-400.
- [34] HERNAS A., MOSKAL G., SENIUK A., *Analiza korozyjności środowiska turbiny na podstawie składu chemicznego osadów*, Energetyka, 11, 2014, 658-660.
- [35] KORNET S., BADUR J., *Nierównowagowe przemiany fazowe*, Logistyka, 4, 2013, 225-233.



W. CHRZANOWSKI, W. NAPADŁEK, Z. BOGDANOWICZ

**Analysis of degradation and damage processes of power components  
of steam turbines**

**Abstract.** The article is a review of the literature data related to the wear of steam turbine blades. The literature review have found that the main causes of blade damage are erosion, corrosion, and the occurrence of elevated temperatures inside the turbine, which cause, among other things, blade elongation, deformation, and cracks due to rapid temperature changes (thermal shock). A review of the literature has shown that blades are a subject to erosion resulting from operating conditions in which the blades strike water droplets formed from steam or from the injection of cooling condensate in the zone of the last stage of the low-pressure part of the turbine. Erosion occurs mainly at the inlet and outlet edges of the blades, causing imbalance (different blade wear in one rotor stage) in addition to reducing turbine efficiency. Erosion can also cause an increase in stresses that can lead to serious damage not only to the blades, but also to other turbine components. Steam turbine blades are also exposed to aggressive working environment (chlorides, sulfates, and alkali metal silicates from steam) as a result of which uniform and also pitting corrosion can occur on the blades. The article also analyses the effect of operating conditions on the damage that occurs, as well as the literature on predicting turbine blade life.

**Keywords:** steam turbines, rotor blade, wear, erosion, corrosion, surface top layer

**DOI:** 10.5604/01.3001.0054.3655



