

Biuletyn

nr 1/2024

**Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeszczyński**



POLSKA
NAGRODA
JAKOŚCI
XXII edycja 2016
LAUREAT
w kategorii:
średnia organizacja
naukowo-techniczna

nr LB-003/09

pronovum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe
— od 1987 r.

Szanowni Państwo,

W niniejszym Biuletynie opublikowaliśmy trzy artykuły. Pierwszy, żeby przypomnieć, że bloki energetyczne pracując od wielu lat regulacyjnie wymagają diagnostyki innej niż dotąd. Czas pracy przestał być miarą ich trwałości i wyznaczania horyzontu bezpiecznej eksploatacji. Termozmęczenie oraz procesy fizykochemiczne towarzyszące postojom mogą być źródłem uszkodzeń o większym nasileniu niż dotąd oraz zlokalizowane w miejscach dotąd niepodlegających badaniom. Elementy krytyczne nie muszą przysparzać problemów, zwłaszcza jeśli do ich nadzoru diagnostycznego wykorzystane zostaną ich cyfrowe bliźniaki. Dyspozycyjność może zależeć nie tylko od ich stanu technicznego. Urządzenia pomocnicze mogą być źródłem większej niż dotąd liczby problemów eksploatacyjnych.

W drugim artykule informujemy, na podstawie naszej wiedzy z bardzo licznych badań diagnostycznych turboszespołów różnych typów, a zwłaszcza rewitalizacji ich elementów stalowych, wykonywanych w kraju i za granicą od ponad dwudziestu lat, że elementy te są w dobrym stanie technicznym nawet po przepracowaniu 300 000 godzin. Najdawniej zrewitalizowane kadłuby i komory zaworów szybkozamykających i regulacyjnych pracują bezawaryjnie ponad 120 000 godzin.

W ostatnim artykule, powstałym na podstawie referatu wygłoszonego podczas XII Sympozjum Pro Novum w 2010 roku, przypominamy, nie tylko młodszym Czytelnikom naszych Biuletynów, historię turbin na blokach klasy 200 MW, z których znaczna ich liczba, po wielu modernizacjach, nadal jest eksploatowana i którym dalszej eksploatacji bardziej niż elastyczny tryb pracy może zaszkodzić nieadekwatny do potrzeb poziom utrzymania stanu technicznego.

Transformację polskiej energetyki, zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, zdaniem licznych „ekspertów” powinno cechować znacznie szybsze niż dotąd „odchodzenie od węgla”, czytaj – likwidacja elektrowni węglowych, których obecność przeszkadza zwiększaniu generacji z „wiatru i słońca”. To, że operator krajowy coraz częściej nie wie, co zrobić z jej okresowym nadmiarem nie wywołuje koniecznej refleksji. Wyłączanie bloków, a nawet całych elektrowni z eksploatacji, traktowane jest jako rozwiązanie konieczne i oczywiste. Trzeba pamiętać także o tym, że deklarując przyspieszenie budowy nisko- i bezemisyjnych źródeł generacji (duże farmy wiatrowe i fotowoltaiczne oraz elektrownie atomowe) można się z tym procesem opóźnić. Czy w związku z tym likwidować kolejne bloki klasy 200 MW i nie tylko te? Ile będzie kosztować „sprawiedliwa” energia? Czy przemysł i obywatele będzie na nią stać? Czy prawdopodobną, także polityczną cenę tego procesu potrafimy sobie wyobrazić, a zwłaszcza zaakceptować?

Jeden z aforyzmów Franza Kafki brzmi następująco: „Od pewnego punktu nie ma już odwrotu. Ten punkt można osiągnąć”. Obecny rok jest obchodzony jako Rok Franza Kafki.

Jaką strategię powinniśmy przyjąć, my inżynierowie? Według mnie należy jak najdłużej zachować klasyczne, inżynierskie kompetencje odwołując się do własnej i zapisanej wiedzy oraz sięgając po najnowsze technologie analityczne, cyfrowe i informatyczne. W Pro Novum robimy to od dawna, dokumentując to w licznych publikacjach oraz wdrażając nasze rozwiązania zwłaszcza w zakresie zdalnej diagnostyki, inteligentnych systemów nadzoru diagnostycznego wspierających bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków eksploatowanych w coraz bardziej intensywnej regulacji.

Zapraszam do lektury niniejszego Biuletynu oraz do udziału w XXVI Sympozjum Pro Novum, w tym roku poświęconego elastycznej eksploatacji bloków i całych elektrowni.

Jerzy Trzeszczyński

Modelowanie MES elementów krytycznych bloków energetycznych w celu identyfikacji zapasów trwałości i bezpiecznego ich wykorzystania

Modelling of critical components of power unit using finite element method (FEM) to identify durability reserves and their safety utilize

Część z dotąd eksploatowanych bloków konwencjonalnych, w tym także węglowych, będzie nadal wspierać transformację polskiego sektora energetycznego, tak jak się to dzieje nie tylko w Polsce. Niezależnie jak długo będą jeszcze pracowały poszczególne bloki węglowe ocena ich stanu technicznego powinna uwzględniać ich rzeczywisty tryb pracy, który od wielu lat staje się coraz bardziej regulacyjny. *Pro Novum* od wielu lat oferuje diagnostykę, która uwzględni regulacyjny, a także elastyczny tryb pracy bloków energetycznych. Wykorzystuje w tym celu zaawansowane technologie cyfrowe oraz informatyczne, bo bez diagnostyki wykonywanej w zdalnym trybie i wykorzystania modeli cyfrowych elementów, a nawet całych urządzeń, trudno wyobrazić sobie bieżącą ocenę stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni przy akceptowalnej cenie usługi.

Słowa kluczowe: modelowanie MES, trwałość elementów krytycznych bloków energetycznych, bloki klasy 200 MW, bliźniaki cyfrowe

Some of the conventionally operated power plant units, including coal-fired ones, will continue to support the transformation of the Polish energy sector, as is happening not only in Poland. Regardless of how long individual coal units will continue to operate, their technical condition assessment should take into account their actual mode of operation, which for many years has become increasingly regulatory. *Pro Novum* has been offering diagnostics, considering both the regulatory and flexible operating mode of power units. For this purpose, we use advanced digital and information technologies, because without diagnostics performed remotely and the application of digital models of elements, or even entire devices, it is difficult to imagine the ongoing assessment of the technical condition of thermal-mechanical equipment of power plants at an acceptable service price.

Keywords: modelling FEM, durability of critical components of power units, 200 MW class units, digital twins

Wstęp

Przedłużenie eksploatacji znacznej części bloków węglowych wydaje się nie do uniknięcia. Towarzyszyć temu jednak powinno przystosowanie ich do jeszcze bardziej niż dotąd regulacyjnego trybu pracy. Wraz ze wzrostem generacji z OZE ich zdolność do elastycznej eksploatacji będzie najbardziej pożądaną cechą. Przystosowanie do takiej pracy należy rozpocząć od określenia ich aktualnego stanu technicznego, w tym zapasów trwałości elementów krytycznych, pamiętając jednak, że nie można ograniczyć oceny stanu technicznego i przydatności bloku do dalszej eksploatacji tylko do tych elementów oraz tylko do głównych urządzeń ciepłno-mechanicznych [1]. Trwałość wielu elementów krytycznych urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych od wielu lat nie jest limitowana przez czas eksploatacji, lecz przez intensywność regulacyjnego trybu pracy oraz jakość eksploatacji i remontów. Wykorzystując dostępne metody badań i systemy diagnostyczne oraz metody obliczeniowe, w tym oparte na modelowaniu MES i kryteriach mechaniki pęknięcia, można z wystarczającą dla praktyki dokładnością określać zapasy trwałości elementów krytycznych, także wtedy, gdy ich praca może odbywać się w trybie warunkowym [2].

Projektowanie z wykorzystaniem obliczeń analitycznych stosowano dla elementów o stosunkowo prostych przekrojach. Nie uwzględniały one jednak możliwego wpływu różnorodnych zmian termicznych na stan naprężeń i innych trudnych do policzenia czy do przewidzenia w ówczesnych reżimach pracy mechanizmów niszczących. Przez to często projektujący w wynikach takich obliczeń uwzględniali wysokie współczynniki bezpieczeństwa (zwane czasami współczynnikami „niewiedzy” czy „niepewności”) i nadatki materiałowe. To sprawiło, że elementy krytyczne bloków energetycznych zostały zaprojektowane praktycznie na nieograniczony czas pracy i cechują się dużym zapasem trwałości, który można przy obecnej wiedzy bezpiecznie wykorzystywać. Elementy takie jak np. wirniki turbin, generatorów czy walczaki pracują ok. 300 tys. godzin praktycznie bez objawów wyczerpania trwałości, a nieliczne uszkodzenia o charakterze zmęczeniowym są przy zachowaniu odpowiedniej wiedzy i doświadczenia łatwe do usunięcia, często bez potrzeby naprawy przez spawanie.

Własności materiałowe a stopień wyczerpania trwałości (SWT)

Nierzadko można spotkać się z określeniem „wyczerpanie trwałości materiału”, co nie jest precyzyjne. Degradacja struktury i własności materiału zachodzi w ścisłym związku z geometrią elementu, technologią wykonania. Dopiero w przypadku elementu o określonej geometrii

i technologii wykonania można mówić o stopniu wyczerpania trwałości (SWT) uwarunkowanego jego cechami konstrukcyjnymi, wykonawstwem, montażem i zmiennymi warunkami pracy. W przypadku elementów krytycznych są nimi obciążenia mechaniczne (ciśnienie, obroty) i cieplne. Określoną trwałość posiada wirnik, komora, walczak, etc., a nie materiały, z których zostały wykonane te elementy. Trwałość elementów wykonanych z tych samych materiałów może być różna, bowiem zależy od ich konstrukcji (karby geometryczne i strukturalne), na ogół zmiennych obciążeń cieplno-mechanicznych, a także od jakości montażu, remontu czy modernizacji, które mogą być źródłem dodatkowych naprężeń nieprzewidzianych przez konstruktora [2]. Trwałość elementów można przedłużać wykonując ich naprawę i/lub modernizację.

Trwałość elementów krytycznych

Diagnostyka wykonywana w odpowiednim zakresie wykorzystująca zwłaszcza obliczenia i modelowanie numeryczne może pomóc w oszacowaniu zapasu trwałości elementów krytycznych z wystarczającą dla praktyki dokładnością. Pozwala w bezpieczny sposób nadzorować stan techniczny takich elementów, dla których trwałość została lokalnie wyczerpana z objawami uszkodzeń, których naprawa jest niemożliwa do wykonania lub ich wymiana jest nieoptymalna [3,4] z uwagi na zbliżający się koniec eksploatacji urządzenia/bloku. W zapasie trwałości elementu można wyróżnić i odpowiednio wykorzystać trzy fazy jego ubytku (rys. 1).



Rys. 1. Trzy fazy ubytku trwałości elementu krytycznego z uwzględnieniem kontroli propagacji pęknięć

- **Faza I** – gdy badania i obliczenia SWT według obowiązujących norm wykazują rezerwę czasu do zainicjowania pęknięcia, a w materiale elementu nie występują zmiany struktury.
- **Faza II** – podczas której istnieje możliwość całkowitego wyczerpania zapasu trwałości, rozumianego jako zainicjowanie pęknięcia identyfikowanego podczas badań NDT oraz obliczeń wskazujących wartość $SWT = 1$ (100%). Wyniki obliczeń SWT w Fazie II wskazują wyłącznie na lokalne wyczerpanie trwałości, co nie wyklucza dalszej eksploatacji elementu po wykonaniu naprawy (jeśli jednocześnie materiał w miejscu uszkodzenia zmęczeniowego nie wykazuje objawów pełzania wykluczających naprawę przez spawanie).

- **Faza III** – gdy lokalny zapas trwałości został wyczerpany, a zidentyfikowane pęknięcia elementu są nienaprawialne (np. na powierzchni wewnętrznej komory czy kolektora). W tej fazie element może być eksploatowany warunkowo w trybie odpowiednio zorganizowanego nadzoru diagnostycznego, jeśli analiza bezpieczeństwa elementu na to pozwala [5], co oznacza wykonanie obliczeń dotyczących możliwości rozwoju pęknięć według kryteriów mechaniki pęknięcia, z monitoringiem warunków pracy i okresowo wykonywanymi badaniami NDT.

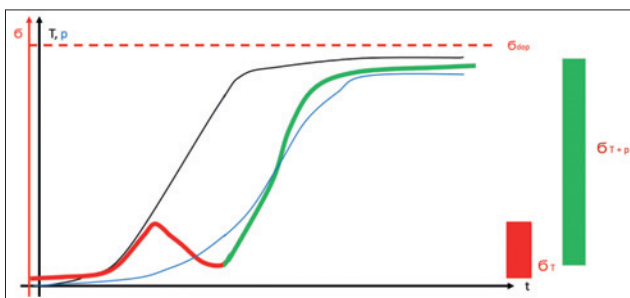
Wykorzystanie obliczeń numerycznych w celu bezpiecznego wykorzystania zapasów trwałości

Podstawy MES zaczęły być formułowane w latach 40. XX wieku, natomiast jej zastosowanie zostało rozpowszechnione wraz ze wzrostem mocy obliczeniowych komputerów w latach 70. Obecnie zastosowanie modelowania MES w zakresie elementów krytycznych urządzeń energetycznych pozwala na uwzględnienie:

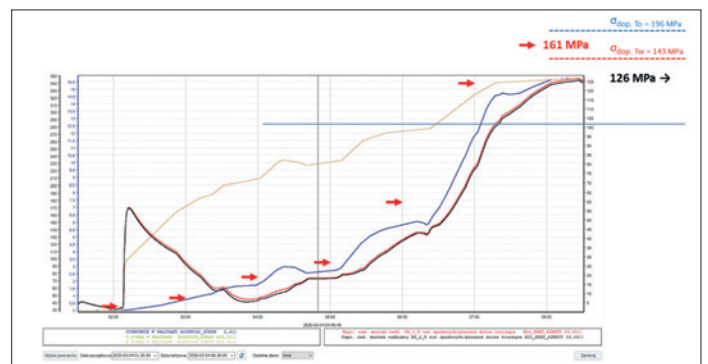
- rzeczywistych warunków ich pracy,
- cykli naprężeniowych pochodzących od zmian termicznych (rys. 2),
- całej konstrukcji elementu, np. układu króćców, otworów, rurociągów łączących czy zamocowań,
- naprężeń dodatkowych nie przewidzianych przez konstruktora związanych np. z jakością montażu, remontu czy modernizacji.

Obliczenia numeryczne pozwalają ponadto:

- dokładniej odwzorować stan termiczny i naprężeniowy w potencjalnych strefach uszkodzenia (PSU) elementu,
- zidentyfikować nowe, rzeczywiste strefy uszkodzeń konstrukcji (RSU),



Rys. 2. Analiza cykli naprężeniowych pochodzących od zmian termicznych w elemencie krytycznym



- analizować obszary o zróżnicowanym zapasie trwałości w obrębie jednego elementu krytycznego (rys. 3 i 4),
- analizować stan naprężenia w czasie pełnych cykli pracy elementu, tj. uruchomienie – praca – odstawienie,
- na analizę wytrzymałościową w czasie zakłóceń w pracy czy stanów awaryjnych elementów urządzeń,
- na ich automatyzację i szybkie dostosowanie do zmian w konstrukcji czy warunków jej eksploatacji,
- symulować praktycznie dowolne warunki pracy elementu, zwłaszcza w celu prognozowania trwałości,
- analizować ubytek trwałości w czasie rzeczywistym.

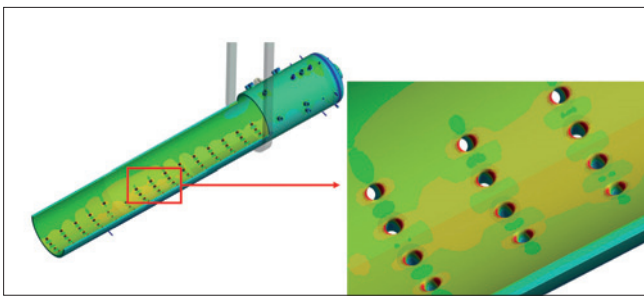
Modelowanie MES wykorzystuje się do wyznaczenia naprężeń i przemieszczeń pochodzących od obciążeń mechanicznych (ciśnienie, grawitacja) i cieplnych (przepływ medium). Modele geometryczne elementów i ich detali przygotowuje się w oparciu o dokumentację techniczną elementów, uzupełnioną

o własne i/lub wykonane przez *Pro Novum* pomiary rzeczywiste, np. metodą skaningu optycznego. Do obliczeń wykorzystywane są m.in. następujące dane i charakterystyki materiałowe:

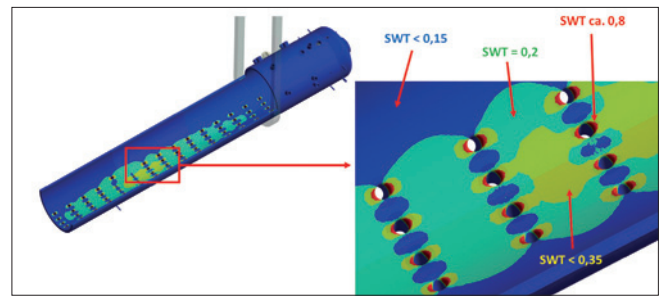
- wyniki badań próbek pobieranych z elementów w sposób nie wymagający naprawy lub z ograniczoną naprawą,
- wyniki badań niszczących elementów wycofanych z eksploatacji,
- SWT(Z) – Charakterystyki materiałowe określone w badaniach własnych,
- SWT(P) – Norma TRD, PN-75/H84024.

Obliczenia Metodą Elementów Skończonych (MES) wykorzystywane są w *Pro Novum* do:

- oceny stanu technicznego i prognozy trwałości elementów krytycznych (rys. 5.),
- wyboru lokalizacji i geometrii wycinków materiału do badań niszczących w miejscach maksymalnie zbliżonych do potencjalnych stref uszkodzeń (rys. 6),



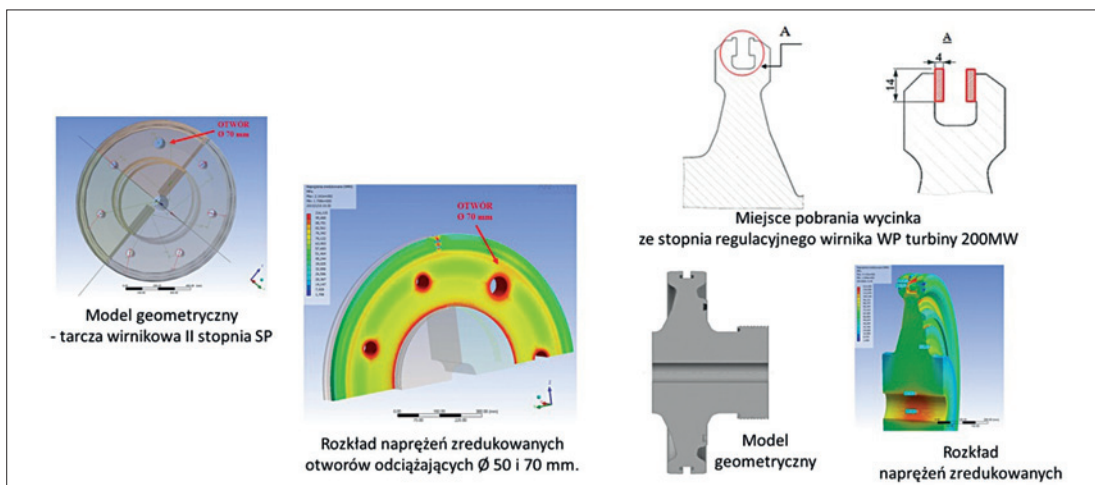
Rys. 3. Rozkład naprężeń zredukowanych w płaszczu walczaka



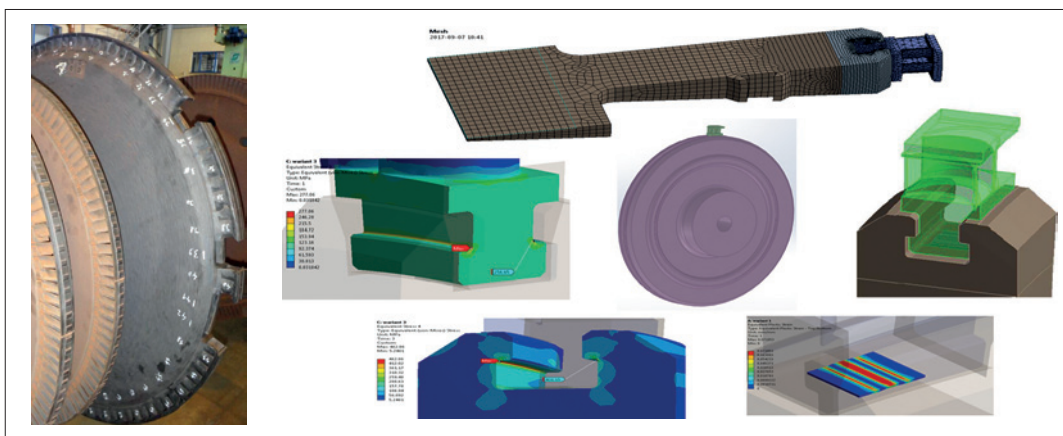
Rys. 4. Obszary o zróżnicowanym zapasie trwałości w obrębie jednego elementu krytycznego



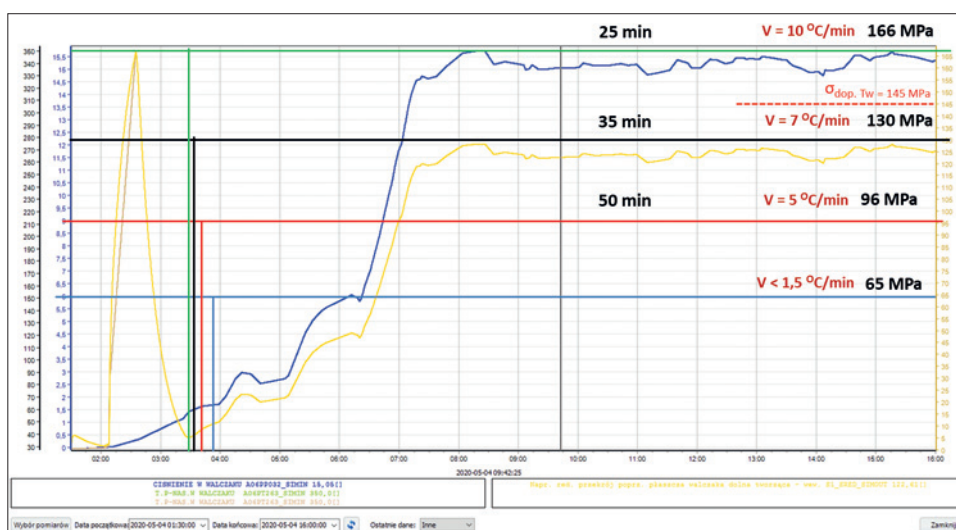
Rys. 5. Ocena stanu technicznego i prognoza trwałości – Prognoza PRO®



Rys. 6. Wykorzystanie modelowania MES do wyboru lokalizacji i geometrii wycinków materiału do badań niszczących w potencjalnych strefach uszkodzeń (PSU) wirników turbin



Rys. 7. Modelowanie MES w celu wyjaśnienia przyczyn i skutków awaryjnych uszkodzeń – obliczenia dla łopatek roboczych i wrębu tarczy wirnikowej przy trzech położeniach podkładek



Rys. 8. Wpływ warunków eksploatacji na wyężenie elementów krytycznych – symulacja

- wyjaśnienia przyczyn i skutków awaryjnych uszkodzeń (rys. 7),
- opracowywania technologii napraw,
- przygotowania modernizacji,
- monitorowania wpływu warunków eksploatacji na wyężenie oraz stopień wyczerpania trwałości elementów krytycznych (rys. 8).

Wykorzystując odpowiednio opisane wyżej możliwości obliczeń numerycznych można przygotować cyfrowe bliźniaki elementów krytycznych: kotłów, turbin, generatorów i całych instalacji rurociągowych. Model numeryczny elementu krytycznego, po jego walidacji, może posłużyć do utworzenia modelu zredukowanego elementu – parametrycznego bliźniaka cyfrowego, który pozwala na znaczne zmniejszenie rozmiaru modelu numerycznego (zmniejszenie liczby stopni swobody – niewiadomych modelu), co przekłada się na znaczny wzrost prędkości wykonywanych obliczeń. Zredukowany model numeryczny pozwala na prowadzenie obliczeń w czasie rzeczywistym, umożliwiając ciągłe monitorowanie m.in. naprężeń wynikających z aktualnego stanu obciążenia elementu.

Bliźniaki urządzeń energetycznych (ROM z ang. *Reduced Order Model*) implementuje się w odpowiednio do tego przygotowanym Systemie/środowisku informatycznym *Pro Novum*, które umożliwia analizę stanu wyężeniowego elementów na podstawie rzeczywistych warunków pracy. Wyniki analizy naprężeniowej z cyfrowych bliźniaków stanowią parametry wejściowe do specjalistycznych procedur obliczeniowych [6-8]. Odpowiednio skalibrowane i zintegrowane bliźniaki cyfrowe elementów krytycznych (rys. 9) wykorzystuje się do:

- nadzoru nad ich stanem technicznym,
- nadzoru nad warunkową pracą elementów,
- poprawy elastyczności bloków 200 MW wg Metody *Pro Novum*, czyli w celu identyfikacji i nadzoru nad bezpiecznym wykorzystaniem ich zapasu trwałości oraz rezerw w systemie sterowania pracą bloku.

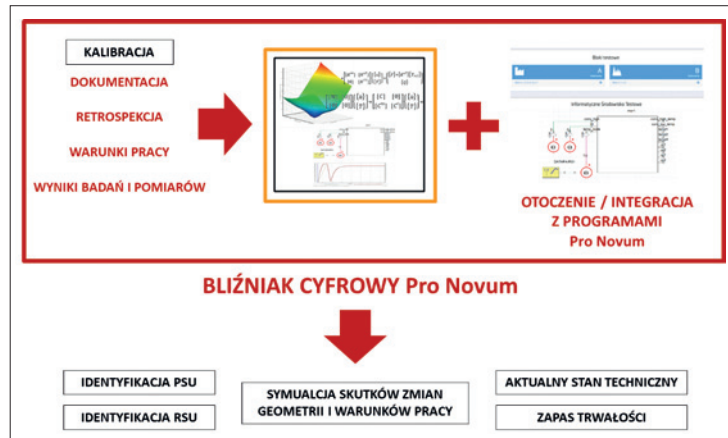
Na szczególną uwagę zasługuje tzw. parametryczny bliźniak cyfrowy *Pro Novum* (rys. 9) zintegrowany na platformie LE-Platform-DT PRO® z programami, które znacznie poprawiają jego funkcjonalność, czyniąc go szczególnie przydatnym zarówno do oceny stanu technicznego elementów krytycznych, w tym

do identyfikacji zapasów trwałości, jak również do nadzorowania ubytków trwałości podczas elastycznej eksploatacji bloków energetycznych.

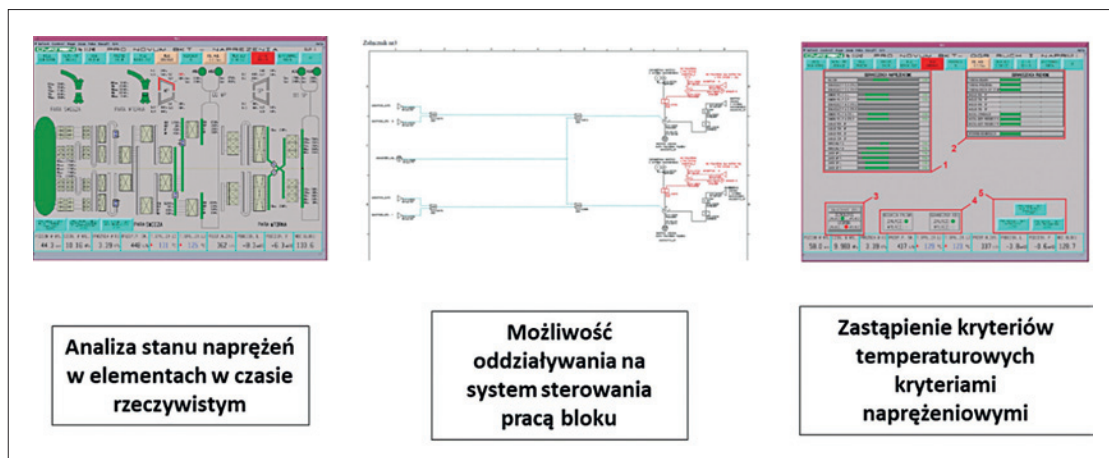
Dotychczas w *Pro Novum* przygotowano:

- 23 cyfrowe bliźniaki (w tym parametryczne) elementów krytycznych kotłów, GRP i turbin bloków klasy 200 MW wdrożone w ramach Programu Bloki 200+ na bloku referencyjnym w *ENEA Elektrownia Połaniec S.A.* (rys. 10),

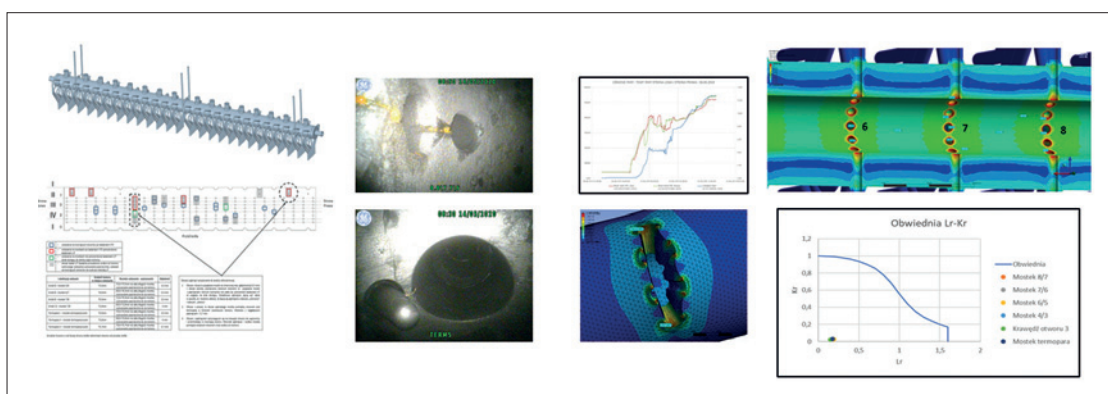
- 14 cyfrowych bliźniaków wykonanych w ramach nadzorów diagnostycznych nad warunkową pracą komór przegrzewaczy pary i schładzaczy poprzedzoną oceną bezpieczeństwa takich elementów z wykorzystaniem metod i kryteriów mechaniki pęknięcia (rys. 11) [3,5],
- parametryczny bliźniak cyfrowy instalacji rurociągowej zrealizowany w ramach Programu OPTI_AI_UNIT w *TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łagisza* (rys. 12).



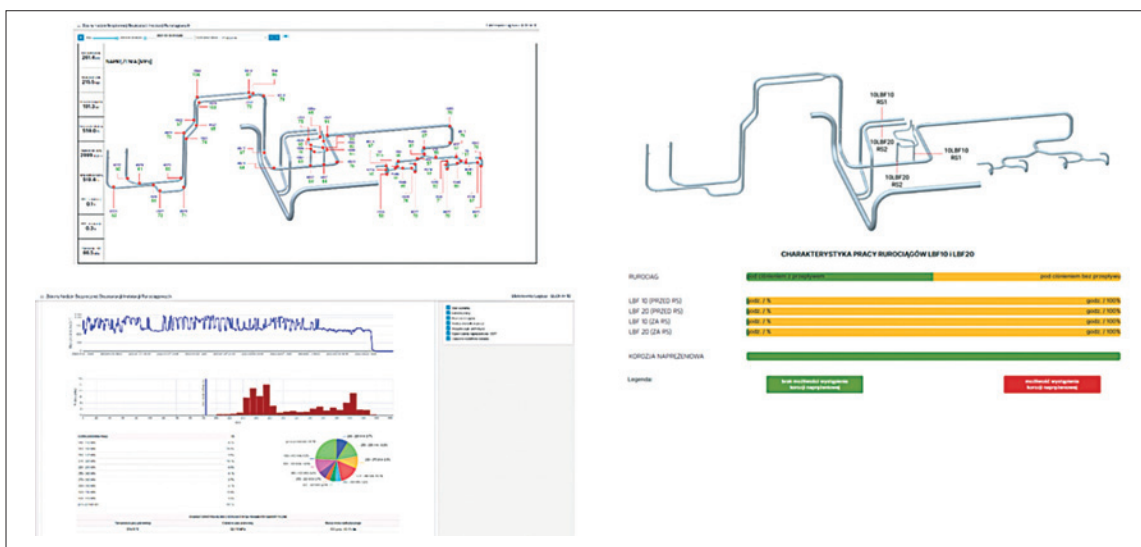
Rys. 9. Parametryczny bliźniak cyfrowy elementów krytycznych *Pro Novum* – cechy i funkcje



Rys. 10. Wykorzystanie cyfrowych bliźniaków elementów krytycznych na potrzeby Metody *Pro Novum* poprawy elastyczności opracowanej w ramach Programu Bloki 200+



Rys. 11. Cyfrowe bliźniaki przygotowane na potrzeby nadzorów nad warunkową eksploatacją uszkodzonych elementów



Rys. 12. Parametryczny bliźniak instalacji rurociągowej z elementami samokalibracji

Podsumowanie

Obliczenia numeryczne znane są i rozwijane od kilkudziesięciu lat. Rozwijane są także narzędzia do ich praktycznego wykorzystania, w tym przepisy i rekomendacje autorów norm. Biorąc pod uwagę jw. dziwnym wydaje się fakt, że ich zalety i wszechstronność są obecnie nie przez wszystkich uznawane.

Wykorzystując dostępne metody badań i systemy diagnostyczne oraz metody obliczeniowe, w tym oparte na modelowaniu MES i kryteriach mechaniki pęknięcia, można z wystarczającą dla praktyki dokładnością określać zapasy trwałości elementów krytycznych, także wtedy, gdy ich praca może odbywać się w trybie warunkowym.

Wyniki dotychczas wykonanych badań bloków klasy 200 MW wskazują, że ich eksploatację można kolejny raz przedłużyć oraz przystosować je do bardziej regulacyjnego niż dotąd trybu pracy, wykorzystując zidentyfikowane zapasy trwałości elementów długo eksploatowanych, a w niektórych przypadkach wymienić nadmiernie wyczerpane elementy lub je zrewitalizować.

Opracowane przez *Pro Novum* rozwiązania w zakresie stosowania obliczeń MES i tworzenia cyfrowych bliźniaków elementów urządzeń energetycznych mogą być z powodzeniem stosowane podczas kwalifikowania bloków energetycznych do wydłużania czasu pracy w nowych reżimach eksploatacji, szczególnie gdy ich elementy krytyczne w przeszłości zostały zaprojektowane w taki sposób, że posiadają wystarczające do tego celu zapasy trwałości – zapewniające bezpieczeństwo pracy.

Trwałość wielu elementów krytycznych urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych od wielu lat nie jest limitowana przez czas eksploatacji, lecz także przez intensywność regulacyjnego trybu pracy. Obydwa podejścia do limitowania bezpieczeństwa powinny być odpowiednio zsynchronizowane.

Stan techniczny elementów krytycznych podstawowych urządzeń ciepłno-mechanicznych decyduje o bezpieczeństwie eksploatacji, natomiast o dyspozycyjności, tak ważnej podczas pracy elastycznej, w pierwszym rzędzie decyduje niezawodność pozostałych elementów i węzłów konstrukcyjnych bloku energetycznego, w tym jego urządzeń pomocniczych. Diagnostyce tych elementów i węzłów konstrukcyjnych należy poświęcać więcej, niż dotąd, uwagi.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzeczcyński J., *Projekt BLOKI 2025+. Założenia do strategii kontynuowania eksploatacji bloków klasy 200MW (I). Aktualny stan implementacji Projektu*. Biuletyn Pro Novum nr 2/2023. „Energetyka” 2023, nr 12.
- [2] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Określanie i monitorowanie zapasów trwałości elementów krytycznych na potrzeby przedłużonej eksploatacji bloków energetycznych w nowych reżimach pracy*. Biuletyn Pro Novum nr 1/2023. „Energetyka” 2023, nr 6.
- [3] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Nadzór diagnostyczny nad warunkową eksploatacją uszkodzonych schładzaczy do czasu ich wymiany lub naprawy*. Biuletyn Pro Novum nr 1/2019. „Energetyka” 2019, nr 7.
- [4] Wojciechowski R.M., Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Przykład realizacji nadzoru diagnostycznego bloku BC50*. Biuletyn Pro Novum nr 3/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [5] BS 7910 – 2013+A1:2015: Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures.
- [6] Hatłas M., Murzynowski W., Trzeczcyński J., *Parametryczne bliźniaki cyfrowe źródłem informacji i wiedzy dla bezpiecznej eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych*. Biuletyn Pro Novum nr 3/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [7] Trzeczcyński J., Hatłas M., Murzynowski W., Stanek R., Trzeczcyńska E., *Adaptation of coal-fired units for further operation in the transitional period of transformation of Polish energy sector*. „vgbe energy journal” 2023, nr 12.
- [8] Trzeczcyński J., Hatłas M., Murzynowski W., Stanek R., *Using the remote diagnostic systems based on the virtual environment and digital twins to life assesment of power equipment*. „vgbe energy journal” 2024, nr 3.

Aktualny stan techniczny kadłubów turbin parowych 13K215 eksploatowanych na blokach klasy 200 MW

Current technical condition of 13K215 steam turbine cases operated on 200 MW class power units

Kadłuby turbin wykonane jako odlewy stalowe to ważne elementy krytyczne wpływające na bezpieczeństwo oraz dyspozycyjność turbin i bloków energetycznych. W polskiej energetyce te z nich, które były prawidłowo diagnozowane, remontowane, a zwłaszcza rewitalizowane znajdują się w dobrym stanie technicznym i mogą być eksploatowane do ok. 350 000 godzin nawet gdy praca bloków będzie miała charakter bardziej regulacyjny niż dotąd. *Pro Novum* wraz ze *ZRE Katowice S.A.* ma spory w tym udział. Wspólnie rewitalizowaliśmy ponad 200 kadłubów turbin nie tylko klasy 200 MW, w Polsce i zagranicą.

Słowa kluczowe: bloki energetyczne klasy 200 MW, kadłuby turbin parowych 13K215, utrzymanie stanu technicznego kadłubów turbin

Turbine casings made of steel castings are important critical elements affecting the safety and availability of turbines and power units. In the Polish power industry, those that have been properly diagnosed, renovated and especially revitalized are in good technical condition and can be operated for up to approx. 350 000 hours, even if the operation of the units will be more regulatory than before. *Pro Novum* together with *ZRE Katowice S.A.* has a large share in this. Together, we have revitalized over 200 turbine casings, not only of the 200MW class, in Poland and abroad.

Keywords: 200 MW class power units, 13K215 steam turbine cases, maintaining the technical condition of turbine casings

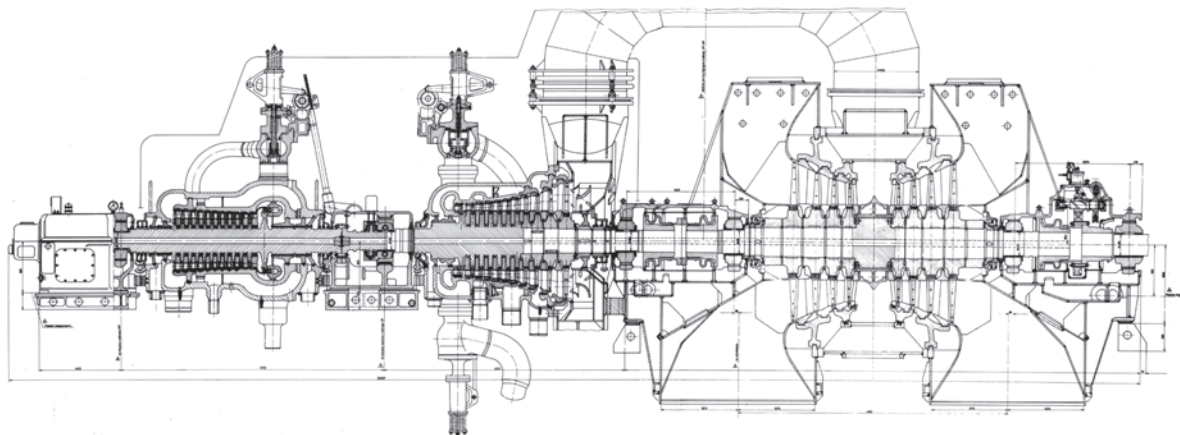
Wstęp

Turbiny parowe to bez wątpienia jedne z bardziej skomplikowanych urządzeń eksploatowanych w energetyce. Wynika to zarówno z ich konstrukcji i niezwykle wymagających warunków pracy, ale przede wszystkim z dokładności, jaką należy zachować podczas montażu poszczególnych elementów.

Turbiny 13K215 posiadają szereg atutów konstrukcyjnych, które stwarzają realne szanse przedłużenia ich eksploatacji w okresie transformacji polskiej energetyki. Wiąże się to jednak ze spełnieniem określonych warunków w zakresie ich diagnozowania, odtwarzania stanu technicznego elementów krytycznych oraz eksploatacji.

Długo eksploatowane turbozespoły 13K215 w przeszłości były wielokrotnie remontowe i modernizowane, a ich elementy podlegały cyklicznie badaniom, naprawom, wymianom czy rewitalizacjom, co poskutkowało ich obecnie bardzo dobrym stanem technicznym. W celu zapewnienia ich dalszego bezpieczeństwa oraz oczekiwanej dyspozycyjności należy unikać błędów eksploatacyjnych, a przeglądom i remontom zapewnić odpowiedni zakres i poziom techniczny.

W artykule przedstawiono podejście do utrzymania stanu technicznego kadłubów na przykładzie turbin parowych 13K215 zapewniające ich bezpieczną eksploatację i oczekiwaną dyspozycyjność wyposażonych w nie turbin.



Rys. 1. Przekrój osiowy turbiny 13K215

Kadłuby turbin 13K215 po ich modernizacjach

Turbiny typu 200 MW (najliczniejsze w polskiej energetyce) w trakcie swojej eksploatacji podlegały wielu modernizacjom m.in.:

- kadłub części WP wymieniono na dwupowłokowy – turbiny typu 13K200;
- do dwupowłokowej części WP dodano dwupowłokową część SP – turbiny typu 13K215;
- część NP modernizowano dwuvariantowo:
 - wymiana wirnika NP na nowy, reakcyjny (spawany, dwustrumieniowy – 4 stopnie w strumieniu według konstrukcji firmy *Alstom* (rys. 2);
 - wymiana wirnika NP na nowy, reakcyjny (pełnokuty, dwustrumieniowy – 3 stopnie w strumieniu) według konstrukcji firmy *Westinghouse* (rys. 3).

Obecnie w elektrowniach w Polsce eksploatowane są turbiny 200 MW modernizowane według różnych wersji. Ostatnio zabudowywane są nowe moduły WP lub nowe wkłady WP – nowy wirnik wraz z nowym kadłubem wewnętrznym.

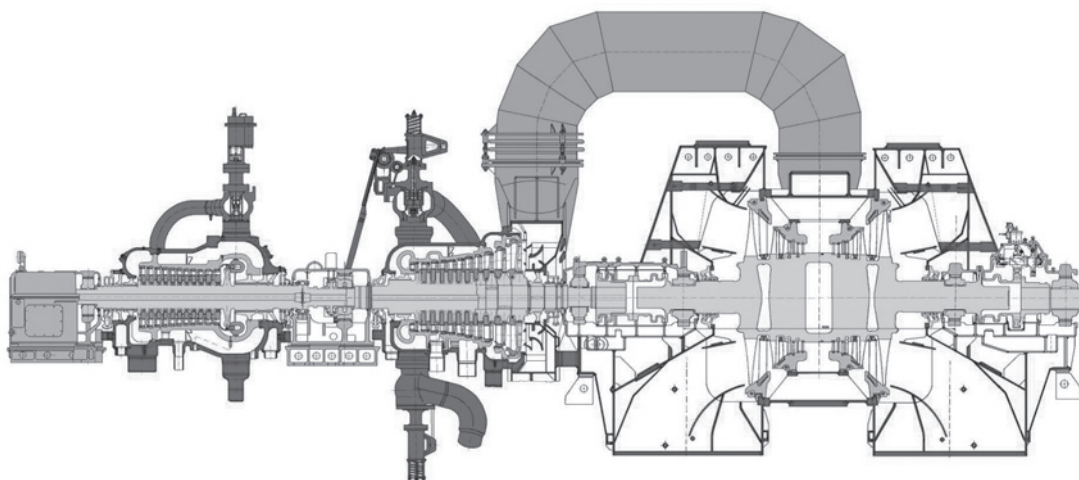
Podstawowe parametry turbiny 200 MW

Parametry pary dolotowej	
Temperatura pary dolotowej do części WP	535°C
Ciśnienie pary dolotowej do części WP	12,75 MPa
Temperatura pary dolotowej do części SP	535°C
Ciśnienie pary dolotowej do części SP	2,31 MPa

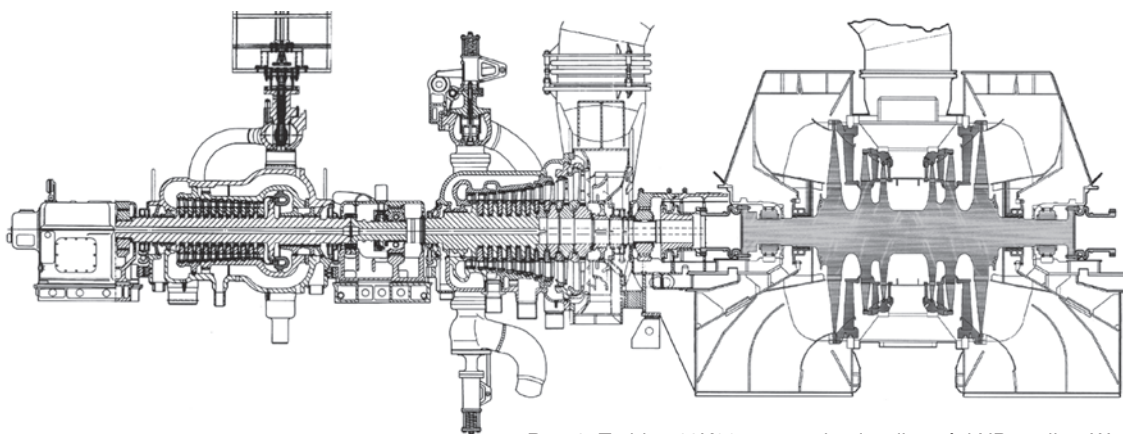
Materiały głównych elementów turbin 200 MW

Nazwa elementu	Materiał według PN-89/H83157	
Kadłub zewnętrzny WP	L20HM	
Kadłub wewnętrzny WP	L21HMF	
Wał wirnika WP	23H2MF ^{*)}	
Zawory szybkozamykające WP	L17HMF	
Komory zaworów regulacyjnych WP	dolne	L21HMF
	górne	L21HMF
Kadłub zewnętrzny SP wloty	L21HMF	
Kadłub wewnętrzny SP	L21HMF	
Komory zaworów regulacyjnych SP	dolne	L21HMF
	górne	L21HMF
Wał wirnika SP	23H2MF ^{*)}	
Komory zaworów szybkozamykających SP	L21HMF	
Wał wirnika NP	gatunek CrNiMo (np. 34HN3M lub ST565S)	

^{*)} wg PN-75/H84024



Rys. 2. Turbina 13K225 po modernizacji części NP według *Alstom*



Rys. 3. Turbina 13K225 po modernizacji części NP według *Westinghouse*

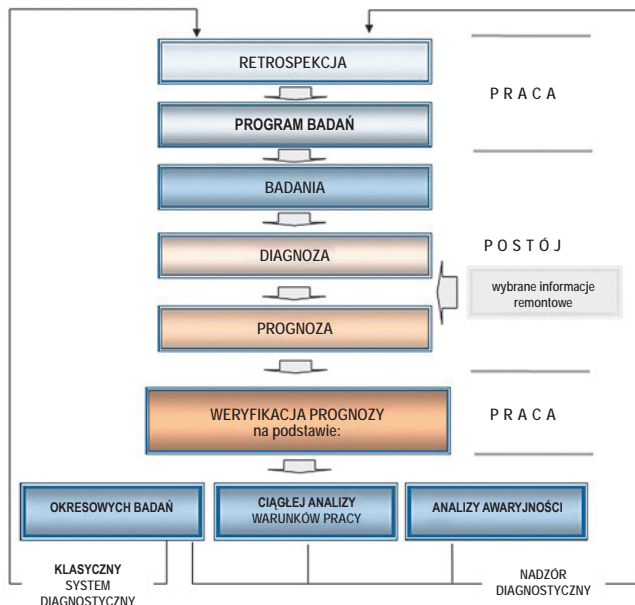
Diagnostyka kadłubów turbin

Diagnostyka to badania i pomiary oraz ocena stanu technicznego pozwalające na przedstawienie prognozy trwałości oraz zaleceń remontowych i eksploatacyjnych. Wymaga interdyscyplinarnej wiedzy, w tym zwłaszcza z zakresu konstrukcji urządzeń oraz analizy warunków ich pracy. Podstawowe znaczenie ma określenie zakresu badań i oceny. Najlepiej można to zrobić wykorzystując retrospekcję, która wymaga uporządkowanych informacji z zakresu historii eksploatacji.

Diagnostykę turbiny powinno poprzedzać zdobycie jak najszerszej wiedzy o ocenianym urządzeniu/węźle urządzenia czy też jego elemencie, zwłaszcza informacji o:

- wynikach poprzednich badań diagnostycznych,
- sposobie naprawy nieprawidłowości/pęknięć stwierdzonych w poprzednich badaniach,
- zastosowanych technologiach naprawy,
- historii eksploatacji (czas pracy, liczba uruchomień, zakłócenia eksploatacji),
- warunkach eksploatacji,
- statystyce uszkodzeń, także na urządzeniach podobnego typu.

Dobrze opracowany zakres badań powinien być punktem wyjścia do przywrócenia stanu technicznego na podstawie oceny stanu technicznego. Badania diagnostyczne i kolejne oceny stanu technicznego towarzyszą eksploatacji turbin od początku oddania ich do ruchu, mogą, a nawet powinny być zintegrowane z eksploatacją (rys. 4).



Rys. 4. Diagnostyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia

Schemat na rysunku 4 przedstawia podejście do oceny stanu technicznego elementów eksploatowanych w zakresie trwałości projektowej („klasyczny system diagnostyczny”) jak również pracujących w zakresie trwałości indywidualnej („nadzór diagnostyczny”).

Wiedza zdobywana w czasie badań diagnostycznych służy ocenie aktualnego stanu technicznego (diagnozie) oraz prognozie trwałości poszczególnych elementów turbiny.

Przedłużenie eksploatacji turbiny powinno poprzedzać ocenę stanu technicznego i prognoza trwałości jej elementów. Normalnie wykonuje się ją na podstawie:

- badań NDT, których zakres opracowuje się na podstawie analizy historii eksploatacji,
- wyników badań niszczących (elementy odlewane),
- analizy wyników pomiarów geometrii (kadłuby, wirnik, tarcze kierownicze),
- analizy rozkładu naprężeń (analitycznie lub przy wykorzystaniu metodyki MES) oraz wpływu warunków eksploatacji na wyężnienie jak również stopień wyczerpania trwałości,
- obliczeń stopnia wyczerpania trwałości,
- analizy prac remontowych (zakres i technologie napraw).

Obecnie polska energetyka stanęła przed kolejnym wyzwaniem: bezpieczna eksploatacja (przy zachowaniu wysokiej dyspozycyjności) turbin 200 MW przez następne 10-15 lat (ok. 350 000 godzin pracy) bez wymian elementów krytycznych (wirników, korpusów zaworów i kadłubów turbin).

Planując taki scenariusz zaleca się uwzględnić „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100–360 MW” [5]. Zostały opracowane m.in. na podstawie badań elementów krytycznych bloku klasy 200 MW wyłączonego z eksploatacji po ok. 250 000 godzinach pracy [4]. Nasze badania i analizy oraz opracowane na ich podstawie „Wytyczne..” zostały potwierdzone w praktyce. Kadłuby, i nie tylko one, mogą być eksploatowane bezpiecznie ok. 350 000 godzin, nawet w warunkach pracy regulacyjnej, jeśli będzie jej towarzyszyła diagnostyka opracowana przez *Pro Novum* na potrzeby Programu Bloki 200+ [6].

W odniesieniu do turbin „Wytyczne.....” rekomendują następujące postępowanie:

- inwentaryzacja stanu wiedzy o aktualnym stanie technicznym elementów turbiny:
 - historia eksploatacji, co najmniej w zakresie: czasu pracy, liczby uruchomień z poszczególnych stanów cieplnych,
 - wyniki ostatnich badań, w tym aktualizacja prognozy trwałości głównych elementów,
 - naprawy, rewitalizacje, modernizacje, wymiany,
 - stany awaryjne;
- prognoza trwałości na podstawie badań stanu metalu (obliczenia z uwagi na wielkość błędu, często niemożliwego do określenia, powinny mieć funkcję pomocniczą);
- preferuje się badania niszczące oraz specjalne badania metalograficzne identyfikujące podstawowe zagrożenia dla bezpiecznej pracy wirników i elementów stalowych; dla tarcz kierowniczych podstawowe znaczenie ma pomiar strzałki ugięcia oraz wielkości trwałej deformacji;
- prognozę trwałości rekomenduje się weryfikować zarówno na podstawie:
 - okresowo wykonywanych badań,
 - monitorowania warunków pracy;
- historia eksploatacji turbozespołu powinna być w odpowiedni sposób dokumentowana, zaleca się korzystanie ze specjalistycznego oprogramowania (np. LM System PRO®+ opracowanego przez *Pro Novum* i wdrożonego w wielu elektrowniach) realizującego to zadanie w sposób automatyczny.

Uszkodzenia kadłubów turbin parowych

Podczas eksploatacji na materiał turbin działają w sposób ciągły wysokie temperatury i naprężenia stałe oraz okresowe naprężenia zmienne. Powoduje to stopniowe degradowanie struktury materiału, które może prowadzić do powstawania uszkodzeń. Degradację wywołują procesy ciepłno-mechaniczne, takie jak: pełzanie, relaksacja, zmęczenie cieplne oraz korozja, erozja, zmiany własności materiału (przesunięcie punktu krytycznego kruchości) pod wpływem długotrwałego oddziaływania wysokich temperatur. Kadłuby nawet w dużym stopniu uszkodzone minimalnie pogarszają bezpieczeństwo pracy turbiny, natomiast ich naprawa, bądź rewitalizacja są zawsze możliwe i nie wymagają tak dużego nakładu finansowego jak w przypadku ich wymiany.

Uszkodzenia kadłubów występują najczęściej w strefie oddziaływania najwyższych temperatura oraz naprężeń stałych i zmiennych.

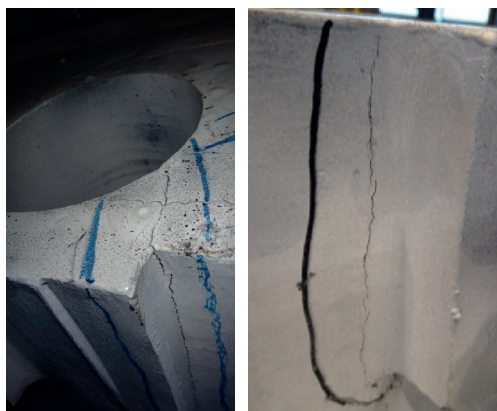
W praktyce rozróżnia się następujące uszkodzenia:

- odkształcenia
 - kołnierzy płaszczyzny podziałowej,
 - przekroju poprzecznego,
- pęknięcia
 - technologiczne (rozmessezone przypadkowo),
 - eksploatacyjne (pełzaniowe oraz zmęczeniowe, często pochodzenia termoszkowego, umiejscowione w okolicach upustów i odwodnień),
- zmiany własności materiałowych wywołane zmianami struktury, a w konsekwencji własności mechanicznych materiału.

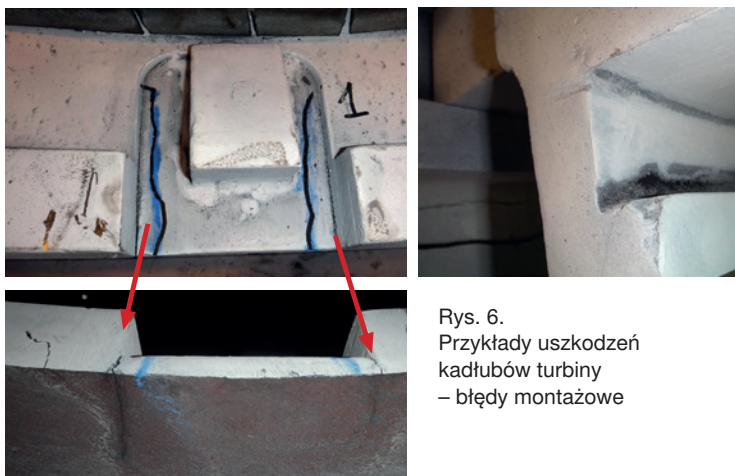
Źródłem dodatkowych naprężeń mogą być:

- wady materiałowe,
- błędy konstrukcyjne,
- błędy montażowe,
- błędy eksploatacyjne.

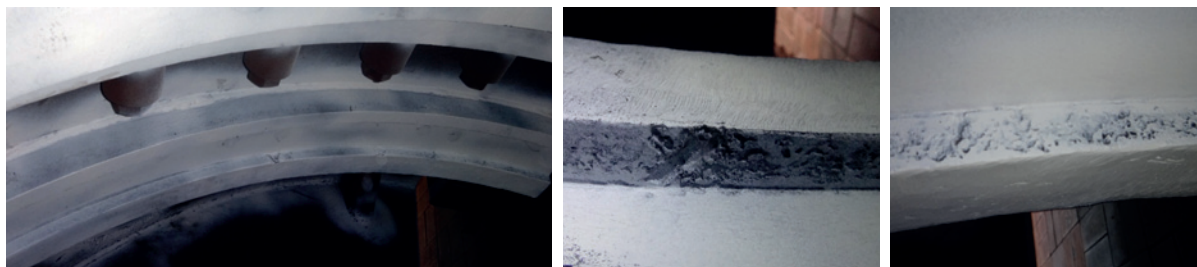
Poniżej przedstawiono kilka przykładów uszkodzeń kadłubów turbiny parowej (rys. 5-10).



Rys. 5. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – zmęczenie



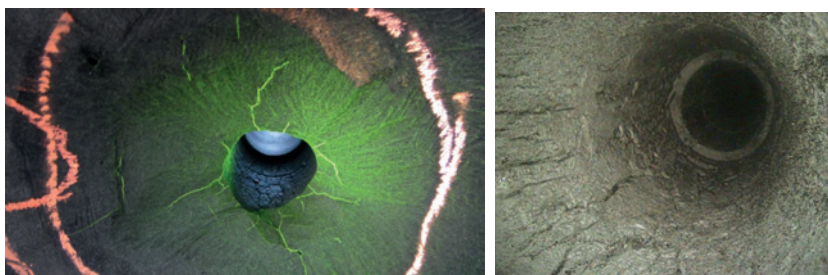
Rys. 6. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – błędy montażowe



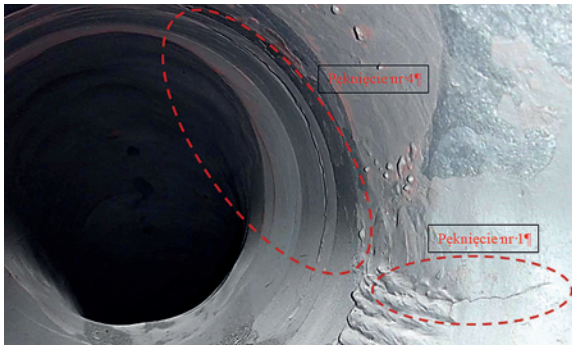
Rys. 7. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – erozja



Rys. 8. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – błąd konstrukcyjny



Rys. 9. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – błędy eksploatacyjne



Rys. 10. Przykłady uszkodzeń kadłubów turbiny – zmęczenie oraz błędy konstrukcyjne

Z uwagi na duże wymiary i masę kadłubów ich materiał już w stanie wyjściowym z reguły charakteryzuje się niejednorodną strukturą i nieciągłościami, co w znacznym stopniu obniża własności mechaniczne metalu, głównie jego plastyczność, co może prowadzić do uszkodzeń zwłaszcza w przypadku niekorzystnych warunków eksploatacji.

Bloki, w tym także turbiny, pracują od dłuższego czasu w trybie regulacyjnym. Dotyczy to zwłaszcza bloków w energetyce zawodowej. Identyfikowanie uszkodzeń związanych z pracą regulacyjną wymaga specjalnie dostosowanej do tego diagnostyki oraz personelu o odpowiednich kompetencjach. Rośnie zwłaszcza liczba naborów/zmian mocy, uruchomień-odstawień oraz liczba i czas trwania postojów. Przejście turbiny z pracy podstawowej do pracy regulacyjnej powoduje powstanie szeregu negatywnych zjawisk wpływających na niezawodność, a także bezpieczeństwo eksploatacji turbin. Źródeł negatywnych zjawisk związanych z pracą regulacyjną turbin parowych upatrywać można w:

- zmęczeniu małocyklicznym,
- erozji,
- korozji postojowej.

Zwiększona liczba uruchomień oraz częste zmiany mocy turbozespołu mogą powodować powstanie uszkodzeń związanych z niskocyklowym zmęczeniem cieplno-mechanicznym.

Najbardziej narażone na tego typu uszkodzenia są wirniki turbin. W diagnostyce elementów stalowych (kadłuby, komory zaworowe) również spotyka się uszkodzenia, które można łączyć

z niskocyklowym zmęczeniem cieplno-mechanicznym. Miejsca maksymalnej koncentracji naprężeń wyznaczone przy pomocy analizy MES traktuje się jako potencjalne miejsca uszkodzeń, które obejmuje się badaniami NDT (rys. 11).

Naprawy i rewitalizacje kadłubów

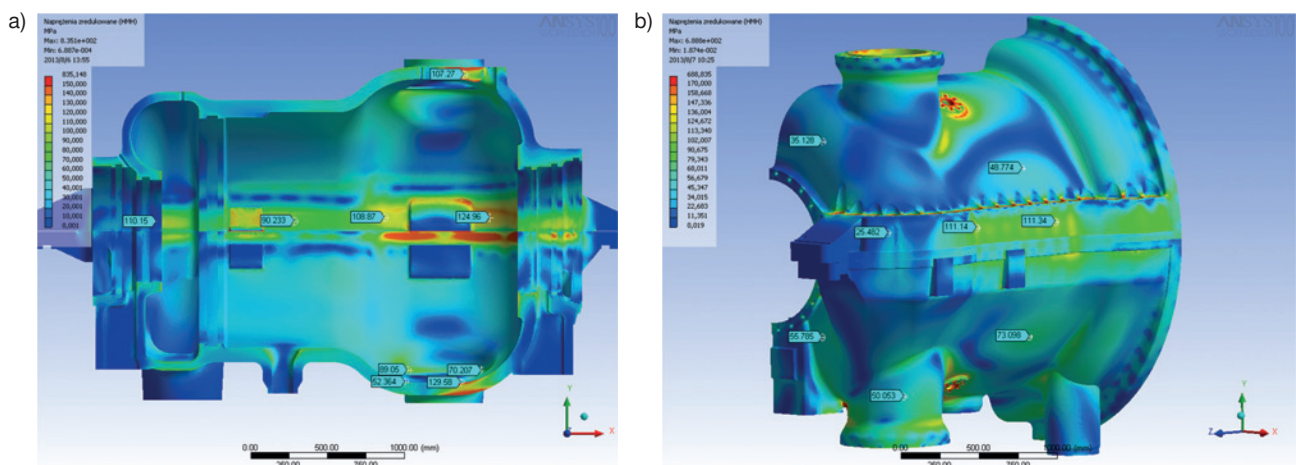
Proces rewitalizacji stalowych elementów turbin został opracowany przez firmy *Pro Novum* i *ZRE Katowice* ponad 30 lat temu. Połączenie wiedzy i doświadczeń firmy remontowej i diagnostycznej zapewniło, i nadal zapewnia, pewność i wysoką jakość procesu, co oznacza, że bez konieczności powtarzania jakiegokolwiek czynności uzyskuje się zakładaną geometrię i trwałość zrewitalizowanych elementów stalowych. Dotychczas wspólnie zrewitalizowano ponad 200 stalowych elementów praktycznie wszystkich typów turbin, z których najwcześniej zrewitalizowane przepracowały dotychczas ok. 150 000 godzin.

Właściwie rozpoznany stan elementów stalowych oraz sprawnie wykonana rewitalizacja pozwala na:

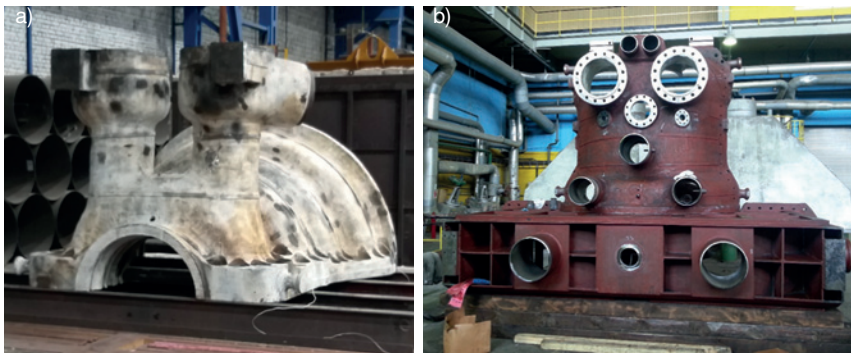
- usunięcie nadmiernych deformacji przez termiczne prostowanie,
- napawanie powstałych ubytków, np. na wytoczeniach, wpuściach i w innych miejscach,
- usunięcie pęknięć, rzadzisz i wykonanie naprawy przez spawanie,
- regenerację uszkodzonych gwintów,
- naprawę błędów popełnionych w czasie odlewania i obróbkę cieplnych elementów w fazie ich produkcji.

Właściwie wykonana obróbka cieplna pozwala niejednokrotnie na uzyskanie lepszych własności metalu niż posiadał je element przed przekazaniem do eksploatacji. Przywrócić można wymiary fabryczne kadłubów, co oznacza także możliwości ustawień fabrycznych luzów w całym układzie przepływowym. Powtarzane na tych kadłubach okresowe badania nie wykazywały uszkodzeń wymagających naprawy kadłubów w warunkach warsztatowych. Regeneracja struktury okazała się procesem, który zapewnił jej trwałość co najmniej przez 100 000 godzin.

Na rysunkach 12 i 13 przedstawiono przykłady zrewitalizowanego kadłuba.



Rys. 11. Rozkład naprężeń zredukowanych: a) kadłub zewnętrzny WP, b) kadłub zewnętrzny SP



Rys. 12. Kadłub SP turbiny typu 200 MW
a) przygotowywany do obróbki cieplnej, b) po remoncie i rewitalizacji

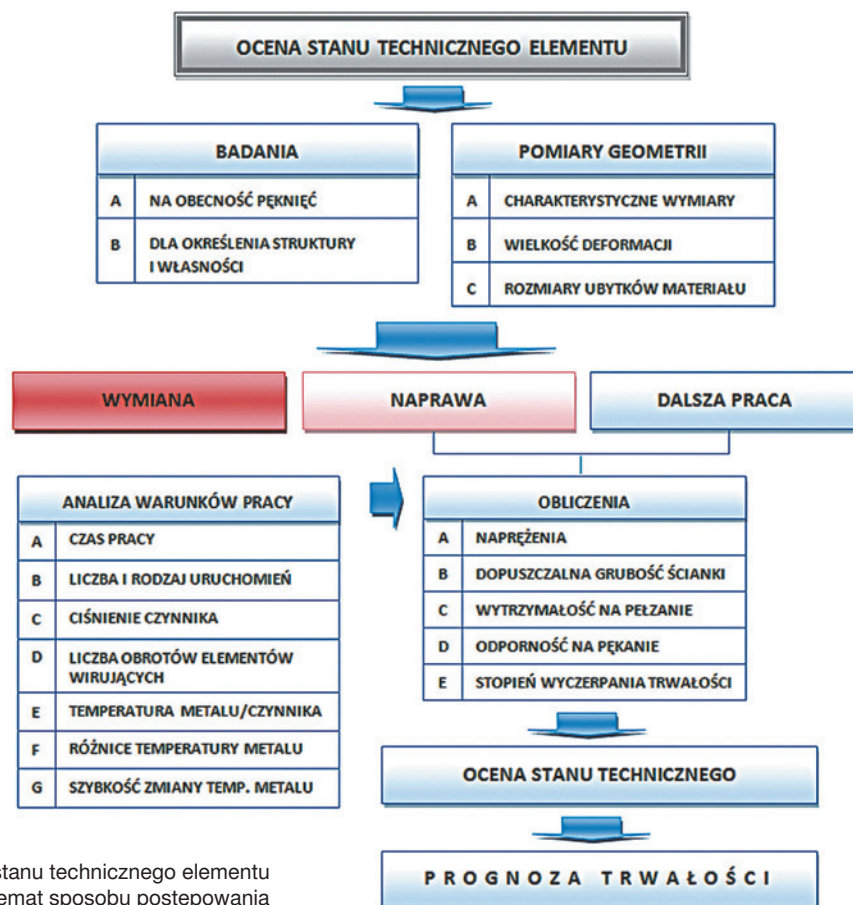


Rys. 13. Kadłub turbiny typu 200 MW po remoncie i rewitalizacji

Aktualny stan techniczny

Stan techniczny turbin parowych, w tym ich kadłubów, zależy od historii i warunków eksploatacji, konstrukcji oraz od zakresów i poziomu technicznego planowych i wykonanych remontów, które zależą z kolei od jakości diagnostyki. Wiedza o aktualnym stanie technicznym turbozespołów powinna stanowić podstawę planowania produkcji oraz remontów, zwłaszcza obecnie, gdy warunki pracy konwencjonalnych bloków ulegają istotnym zmianom, a czas pracy najstarszych, ale ciągle bardzo przydatnych w KSE, jednostek przekroczył 300 000 godzin. Większa liczba uruchomień/odstawień, w tym ze zwiększonym naborem mocy, oraz obniżone minimum techniczne stanowią spore wyzwanie dla bezpieczeństwa, dyspozycyjności oraz ekonomicznie akceptowalnej eksploatacji turbozespołu. Miarą stanu technicznego turbiny są: jej dyspozycyjność, stan dynamiczny i sprawność.

Na rysunku 14 przedstawiono schematycznie sposób postępowania przy ocenie stanu technicznego uwzględniający badania, pomiary i obliczenia oraz analizę warunków pracy.



Rys. 14. Ocena stanu technicznego elementu – schemat sposobu postępowania

Prognoza trwałości i nadzór diagnostyczny

Pojęcie trwałości (żywności), w ścisłym tego słowa znaczeniu, wiąże się z dopuszczalnym czasem pracy, co oznacza, że odnosi się wyłącznie do elementów pracujących w warunkach pełzania. Elementy pracujące poniżej temperatury granicznej i liczone według Ret mają, teoretycznie, nieograniczony czas pracy.

Pamiętać należy, że czas pracy jest bardzo nieprecyzyjnym miernikiem trwałości elementów, które pracują także w warunkach ciepłno-mechanicznego zmęczenia. Wyrażenie prognozy trwałości, jednocześnie przy pomocy czasu pracy i liczby uruchomień, tj. przy pomocy tzw. czasu równoważnego – ekwiwalentnego może okazać się, w przypadku kałtubów turbiny, bardziej użyteczne niż posługiwanie się czasem fizycznym.

Trwałość liczona dla poszczególnych elementów na podstawie indywidualnej geometrii, własności oraz warunków pracy nazwano trwałością indywidualną. Takie podejście implikuje korzystanie z diagnostyki w trybie nadzoru diagnostycznego. Prognoza trwałości powinna zawierać:

- pozostały bezpieczny czas pracy elementu,
- termin i zakres najbliższych badań weryfikujących prognozę,
- warunki, których spełnienie jest nieodzowne dla obowiązywania prognozy.

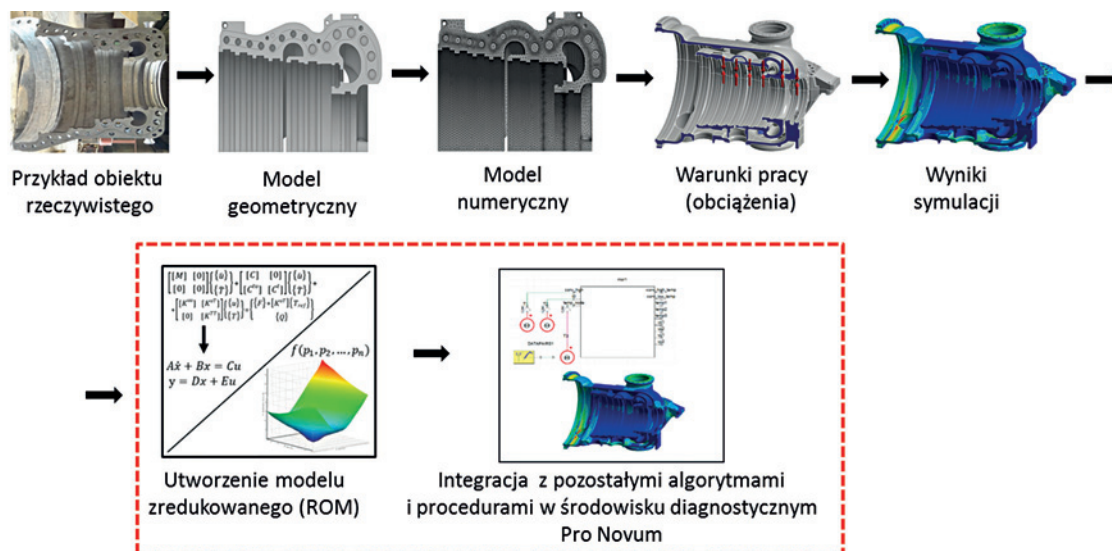
Prognozę zawsze należy weryfikować na podstawie odpowiednio zaplanowanych badań (termin, zakres). Prognozę długoterminową należy weryfikować zarówno na podstawie badań podstawowych jak również badań specjalnych i analizy warunków pracy.

Analizę warunków pracy zaleca się wykonywać w trybie automatycznym, aby nie powielać rejestrowania informacji (które wykonują liczne na bloku systemy kontrolno-rejestrujące), ale aby w trybie on-line rejestrować wiedzę i udostępniać ją w formie okresowych raportów. Monitorować należy także istotne dla diagnostyki informacje z postojów (rodzaj i czas trwania remontu, wykonane naprawy i wymiany oraz wyniki badań).

Wraz z rozwojem technologii cyfrowych wzrastają możliwości związane ze zdalną diagnostyką urządzeń energetycznych. Kałtuby turbiny, jako elementy krytyczne bloku energetycznego, są poddawane zmiennym obciążeniom termicznym i mechanicznym. Charakter obciążeń powoduje względnie duże deformacje kałtubów oraz ich uszkodzenia związane ze zmęczeniem termomechanicznym. Wykorzystując symulację komputerową (MES) możliwe jest wyznaczenie stanów naprężenia i przemieszczenia kałtubów w trakcie ich pracy oraz w czasie uruchomień i odstawień.

Uzyskane wyniki symulacji pozwalają na zlokalizowanie najbardziej wyężonych miejsc oraz na oszacowanie zmian trwałości elementów. Niestety, ze względu na rozmiar modeli numerycznych potrzebnych do uzyskiwania wysokiej jakości wyników obliczeń i średnie dostępne moce obliczeniowe stacji inżynierskich, czas symulacji uniemożliwia prowadzenie obliczeń w czasie rzeczywistym. Rozwiązaniem tego problemu jest sprowadzenie modelu numerycznego do modelu zredukowanego, który odzwierciedla zachowanie modelu MES znacznie zmniejszając koszt obliczeniowy konieczny do prowadzenia symulacji. Parametryczne modele zredukowane kałtubów turbin umożliwiają analizę ich stanu wyężenia w czasie rzeczywistym oraz dla symulowanych warunków pracy (rys. 15). Zastosowanie modeli zredukowanych pozwala również na prognozowanie trwałości elementów, co przekłada się na możliwość wdrożenia planów badań i remontów opartych na analizie pracy i rzeczywistego obciążenia urządzenia.

Przedstawiona metoda wykorzystania parametrycznych bliźniaków cyfrowych kałtubów turbin do analizy ich trwałości wykazała, że diagnostykę turbin można wykonywać w sposób nowoczesny i bezpieczny. Dużo dokładniej niż w dotychczas stosowanych metodach analitycznych. Możliwości symulacyjne metody pozwalają na doskonalenie procedur diagnostycznych takich elementów, a także pozyskiwanie wiedzy specjalistów od diagnostyki.



Rys. 15. Monitorowanie wpływu warunków eksploatacji na wyężenie oraz stopień wyczerpania trwałości kałtuba turbiny przy pomocy jego cyfrowego bliźniaka

Dla kadłubów turbiny, które wkroczyły w okres trwałości indywidualnej ich dalsza praca powinna być rozpatrywana ze względu na indywidualną geometrię, własności materiału oraz warunki eksploatacji, co oznacza, że prognoza trwałości musi być weryfikowana w badaniach diagnostycznych oraz poprzez systematyczną analizę warunków pracy z wykorzystaniem modelowania MES, np. wykorzystując cyfrowe bliźniaki.

Turbiny typu 200 MW (czy też o mocach mniejszych) bezwzględnie wymagają kompetentnego nadzoru eksploatacyjnego i diagnostycznego, nowoczesnej diagnostyki remontowej i eksploatacyjnej oraz zaawansowanych technicznie remontów w celu dalszej bezpiecznej eksploatacji.

Dla kadłubów turbin parowych rewitalizacja może być traktowana jako w pełni akceptowalna alternatywa dla ich wymiany. Możliwość przywrócenia początkowych cech użytkowych elementu połączona z usunięciem błędów konstrukcyjnych i modernizacją nieoptymalnie ukształtowanych węzłów konstrukcyjnych dodatkowo potwierdza jej sens techniczny i ekonomiczny.

Diagnostyka ma duże znaczenie w każdej fazie eksploatacji turbiny:

- przed remontem – ostatnia ocena i analiza historii i warunków pracy w okresie między remontami (oraz zdalna diagnostyka jeśli taka została wdrożona),
- podczas remontu – w celu weryfikacji koniecznych do wykonania napraw, rewitalizacji, regeneracji, wymian oraz modernizacji,
- po remoncie – w celu analizy warunków uruchomienia (zwłaszcza gdy było ich więcej niż jeden oraz zidentyfikowano nieprawidłowości),
- w okresie gwarancji – wychodząc naprzeciw oczekiwaniom naszych klientów oraz mając na uwadze często trudny do określenia czas i warunki dalszej eksploatacji uważamy, że turbina powinna być objęta nadzorem diagnostycznym umożliwiającym bieżącą ocenę stanu technicznego i aktualizację prognozy trwałości.

Tylko remont wykonany z wykorzystaniem dobrych praktyk inżynierskich wspieranych przez zaawansowaną diagnostykę gwarantuje Inwestorowi dobry stan techniczny urządzenia i co za tym idzie bezpieczeństwo eksploatacji oraz oczekiwaną dyspozycyjność.

- [1] Dobosiewicz J., *Zasadność regeneracji kadłubów turbin parowych*, „Energetyka” 1996.
- [2] Trzeszczyński J., *Uszkodzenia kadłubów turbin parowych i komór zaworowych wywołane przez wady odlewnicze*, „Energetyka” 1997.
- [3] Grzesiczek E., Trzeszczyński J., Rajca S., *Możliwości wydłużenia czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych*. „Energetyka” 2003, nr 12.
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* 049.3096/2014: Badania wybranych elementów krytycznych bloków 200 MW po długotrwałej eksploatacji dla określenia możliwości przedłużania ich eksploatacji do 350 000 godzin. Katowice 2014. Niepublikowane.
- [5] PN/045.3360/2016: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW. *Pro Novum*. Katowice 2016. Niepublikowane.
- [6] Trzeszczyński J., *Poprawa elastyczności bloków klasy 200 MW poprzez wykorzystanie rezerw po stronie sterowania oraz zapasów trwałości*. Biuletyn *Pro Novum* nr 2/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [7] Kotowski S., Grzesiczek E., Rajca S., *Możliwości ograniczenia i warunki przedłużania eksploatacji turbin 200 MW powyżej 300 000 godzin*. Materiały XII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i remonty urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni – Modernizacje urządzeń energetycznych w celu przedłużenia ich eksploatacji powyżej 300 000 godzin”. Wiśła, wrzesień 2010.
- [8] Rajca S., Pośpiech S., Dragon A., *Diagnostyka wspierająca remonty i eksploatację turbin parowych*, Biuletyn *Pro Novum* nr 2/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [9] Trzeszczyński J., Hatłas M., Murzynowski W., *Wykorzystanie parametrycznych bliźniaków cyfrowych do analizy trwałości kadłubów turbiny podczas uruchomień*, Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2022. „Energetyka” 2022, nr 3.

XII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe

DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO- MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

**Modernizacje urządzeń
energetycznych w celu
przedłużenia ich
eksploatacji powyżej
300.000 godzin**

Wisła, Hotel „STOK”, 28.09+30.09.2010

organizacja:

pro.novum
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

przy współpracy:



Patronat Honorowy:



**Urząd Dozoru
Technicznego**

TEMATYKA SYMPOZJUM:

- Dopuszczalny rewers pracy urządzeń energetycznych oraz ich elementów
- Kwalifikowanie elementów urządzeń energetycznych do pracy na okres do 350.000 godzin
- Nadzór diagnostyczny długo eksploatowanych urządzeń
- Ograniczenia ekologiczne, ekonomiczne i prawne związane z wydłużaniem czasu pracy urządzeń energetycznych.

Patronat medialny nad Sympozjum sprawują:



Artykuł opracowano na podstawie referatu wygłoszonego podczas XII SYMPOZJUM PRO NOVUM

Stefan Kotowski

PROZAMECH

Ewald Grzesiczek, Sławomir Rajca

Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych
„Pro Novum” Sp. z o.o.

Możliwości, ograniczenia i warunki przedłużania eksploatacji turbin 200 MW powyżej 300 000 godzin

Possibilities, limitations and conditions for extending the operation of 200 MW turbines above 300 000 hours

Turbiny 13K215 posiadają szereg atutów konstrukcyjnych, które stwarzają realne szanse przedłużenia ich eksploatacji powyżej 300 000 godzin. Wiąże się to jednak ze spełnieniem określonych warunków w zakresie ich diagnozowania, odtwarzania stanu technicznego elementów krytycznych oraz warunków eksploatacji. Dotyczy to także elementów i węzłów konstrukcyjnych, które były modernizowane podczas retrofitów w latach 90. ubiegłego wieku.

Słowa kluczowe: turbiny 13K215, przedłużenie eksploatacji turbin powyżej 300 000 godzin

13K215 turbines have a number of design advantages that create real opportunities to extend their operation beyond 300 000 hours. However, this requires meeting certain conditions in terms of their diagnosis, restoration of the technical condition of critical elements and operating conditions. This also applies to structural elements and nodes that were modernized during retrofits in the 1990s

Keywords: 13K215 turbines, extending the operation of turbines above 300 000 hours

Statystyka

W latach 1968-1983 zbudowano i uruchomiono w polskiej energetyce 51 turbin o mocy 200 MW, produkcji Zakładów Mechanicznych ZAMECH w Elblągu.

Sumarycznie ZAMECH wyprodukował 66 turbin o tej mocy, z tego 15 turbin wyeksportował do:

- Jugosławii (2 turbiny),
- Turcji (8 turbin),
- Czechosłowacji (5 turbin).

Pierwsze 9 turbin o symbolu TK200 wyprodukowano według konstrukcji radzieckiej firmy LMZ i turbiny o symbolu PWK-200-130.

Konstrukcja turbin TK200 była w przeszłości kilkakrotnie modernizowana:

- etap I modernizacji – turbiny typu 13K200 oznaczono numerami fabrycznymi 10-13,
- etap II modernizacji – turbiny typu 13K215 oznaczono numerami fabrycznymi 14-66.

W tabeli 1 podano nazwy elektrowni krajowych oraz typy i liczby turbin, jakie w nich zmontowano i uruchomiono.

Tabela 1

Lp.	Nazwa elektrowni	Typ turbiny	Liczba turbin
1	Elektrownia Pątnów	TK200	3
		13K215	3
2	Elektrownia Łaziska	TK200	3
		13K200	1
3	Elektrownia Turów	TK200	2
4	Elektrownia Jaworzno III	13K215	6
5	Elektrownia Ostrołęka	13K200	3
6	Elektrownia Rybnik	13K215	8
7	Elektrownia Kozienice	13K215	8
8	Elektrownia Dolna Odra	13K215	6
9	Elektrownia Połaniec	13K215	8

Turbiny w czasie swej eksploatacji były modernizowane (zmieniano kadłuby, układy przepływowe) i część z nich już nie pracuje (np. El. Pątnów - 2 turbiny z kotłami na mazut zdemontowano, a na ich miejsce zabudowano turbinę typu 26K470 o mocy 460 MW z kotłem na węgiel brunatny).

Charakterystyka turbin 200 MW

Wspólne podstawowe cechy konstrukcyjne wszystkich typów turbin

- **Turbiny** trzykadłubowe, kondensacyjne, akcyjne, z międzystopniowym przegrzewem pary, z siedmioma upustami pary do regeneracji, na parametry pary świeżej 13 MPa/535°C i pary wtórnie przegrzanej 2,2 MPa/535°C.
- **Wirnik WP** pełnokuty z tarczami wirnikowymi koła regulacyjnego i stopni od 2 do 12 oraz z tarczą łożyska oporowego i tarczą sprzęgła WP-SP.

- **Wirnik SP** pełnokuty, z tarczami wirnikowymi stopni 1-7 i tarczą sprzęgła WP-SP oraz z nasadzonymi tarczami stopni 8-12, tulejami dławnicy wylotowej, łącznie z odrzutnikiem olejowym i tarczą sprzęgła SP-NP.
- **Wirnik NP** z wszystkimi elementami nasadzonymi, tj.: tarczami stopni 1-4 L i P, tulejami dławnic przedniej i tylnej, łącznie z odrzutnikami olejowymi oraz tarczami sprzęgła SP-NP i NP-GEN. Łopatkami stopni 3L i 3P typu Baumanna, z przylutowanymi płytkami staliowymi, identycznie jak łopatkami stopni 4L i 4P oraz z zamontowanymi drutami tłumiącymi. Łopatkami stopni 3L i 3P i 4L i 4P cechowała duża awaryjność (urywanie łopatek, przemieszczanie drutów tłumiących i odpadanie płytek staliowych).
- **Tarcze kierownicze WP**, konstrukcji spawanej.
- **Tarcze kierownicze SP**, stopni 1-7 konstrukcji spawanej, a stopni 8-12 konstrukcji odlewanej.
- **Tarcze kierownicze NP**, stopni 1-3 L i P konstrukcji odlewanej, a stopni 4 L i 4P konstrukcji spawanej.
- **Blok przedni**, posadowiony ślizgowo na płycie fundamentowej z osiowymi klinami z łożyskiem nr 1, z główną pompą olejową i zespołami regulacji oraz z poduszkami do podparcia łożyska WP – wylot.
- **Stojak środkowy**, posadowiony ślizgowo na płycie fundamentowej z osiowymi klinami z łożyskiem oporowym i nośnym nr 2, ze sprzęgłem sztywnym WP-SP, z poduszkami do podparcia łożysk WP – wlot i SP – wlot oraz w turbinach TK200 i 13K200 z półką po lewej stronie do zamontowania serwowalnego dla zaworów regulacyjnych WP i SP i w turbinach 13K215 z półkami po obu stronach, do dwóch oddzielnych serwowalników dla zaworów regulacyjnych WP oraz SP.
- **Kadłub SP – wylot**, konstrukcji spawanej, przykręcony w płaszczyźnie pionowej do odlewanej korpusie SP – wlot i opartej tylnymi łożyskami na korpusie NP – przód.
- **Kadłub NP**, konstrukcji spawanej, z trzech skręconych z sobą części:
 - przedniej, ze stojakiem łożysk nr 3-4 i sprzęgłem elastycznym SP-NP, posadowionej łożyskami przednimi z osiowym klinem i łożyskami tylnymi, ślizgowo na płytach fundamentowych,
 - środkowej, z wlotem pary rozdzielającym strumień pary do lewego i prawego wylotu, przykręconej w płaszczyznach pionowych do części przedniej i tylnej,
 - tylnej, ze stojakiem łożysk nr 5-6 i sprzęgłem półelastycznym NP-GEN, posadowionej łożyskami przednimi z klinami poprzecznymi stanowiącymi punkt stały turbiny i łożyskami z osiowym klinem, ślizgowo na płytach fundamentowych.

Podstawowe cechy charakterystyczne poszczególnych typów turbin

Turbiny TK200

Turbiny te były zaprojektowane i przeznaczone do pracy podstawowej, ciągłej z małą liczbą uruchomień, z płynną i dowolną zmianą parametrów pracy, ze zmianą obciążenia w pracy ciągłej w zakresie 85–100%, o stabilnej i z małymi odchyłkami częstotliwości sieci energetycznej.

Powyższe ograniczenia nie były spełniane do końca lat 80. XX wieku, ponieważ sytuacja energetyczna kraju wymuszała całkowicie odmienne warunki eksploatacji tych turbin (co również przyczyniło się do przyspieszonej ich degradacji). Ograniczenia wynikały z konstrukcji poniżej opisanych jej zespołów.

- **Zawór odcinający WP**

Korpus i pokrywa zaworu odcinającego WP, a w szczególności ich kołnierze, były grubościennie. W celu zmniejszenia różnic temperatur podczas nagrzewania, wokół kołnierza pokrywy zamontowano skrzynkę do grzania parą. Obsługa tej instalacji była ręczna, na podstawie odczytów z rejestratorów różnic temperatur pary i w określonych miejscach zaworu. Wokół górnej części podwyższonego dyfuzora i obniżenia dna korpusu była niecka, w której zbierał się kondensat, tworząc lokalne schłodzenie metalu komory. Skutkiem tych niedoskonałości było rozszczelnianie się połączenia kołnierzowego i powstawanie pęknięć, a w następstwie wadliwa praca zaworu oraz kosztowny i wydłużony remont (niedoskonałości te zostały wyeliminowane w ramach rewitalizacji korpusów zaworów).

- **Kadłub WP i SP**

Jednopowłokowe kadłuby, z grubymi kołnierzami poziomej płaszczyzny podziału górnej i dolnej części, stwarzały problemy eksploatacyjne i remontowe. Grube kołnierze spowalniały czas rozruchu, ponieważ wydłużanie się wirników WP i SP było szybsze niż kadłubów i odwrotnie podczas stygnięcia, wirniki szybciej się kurczyły niż kadłuby. Na obydwie wymienione stany eksploatacyjne turbinę konstrukcyjnie przygotowano dodając instalacje do grzania kołnierzy (zewnętrzna i wewnętrzna). Były to jednak instalacje obsługiwane ręcznie przez obsługę, a więc o małej pewności skutecznego działania. Nieprawidłowe włączenie instalacji powodowało rozszczelnienie płaszczyzn podziału.

- **Stacja zrzutowa SP/NP**

Stacja zrzutowa, której głównym elementem był zawór odcinający SP typu intercepcyjnego (dwugrzybkowy), z powodu małej wydajności i ograniczonej regulacyjności nie zapewniała przygotowania parametrów pary do części WP i SP, według stanu termicznego korpusów WP i SP. Z tego powodu, w szczególności ze stanu gorącego, była możliwość raptownego schłodzenia wirników i korpusów ze skutkiem przytarć – uszkodzeń w układach przepływowych części WP, SP i NP.

Turbiny 13K200

- **Dwupowłokowy kadłub WP**

Turbina tego typu, z kolejnym numerem fabrycznym 10, została poddana pierwszemu etapowi modernizacji, w którym jednopowłokowy korpus WP zastąpiono dwupowłokowym. W nowej konstrukcji w korpusie zewnętrznym WP zastosowano cieńsze kołnierze w poziomej płaszczyźnie podziału i śruby o mniejszych średnicach. Pozwoliło to na zlikwidowanie, stanowiącej utrudnienia w eksploatacji, instalacji do grzania kołnierzy i wirnika. Zmiana typu korpusu spowodowała również zmiany w doprowadzeniu pary do dolnych dysz, z bocznego na dolny, pozostawiając dotychczasową dyspozycję bocznych zaworów regulacyjnych.

- **Stacja zrzutowa SP/NP**

W turbinach, z numerami fabrycznymi 11-13, oprócz dwupowłokowego korpusu WP wprowadzono zmodernizowaną stację zrzutową SP/NP. W nowej stacji, o większej wydajności, zastosowano trójzaworową komorę, z rozdzielonymi zaworami: odcinającym SP, odcinającym zrzutu i regulacyjnym zrzutu oraz indywidualne serwomotory. Serwomotorami steruje zestaw sterowniczy połączony z układem regulacji turbiny. W celu zwiększenia wydajności stacji zrzutowej dodano schładzacz pary za każdym z dwóch zaworów regulacyjnych zrzutu. Nowej konstrukcji stacja zrzutowa umożliwiła dopasowanie parametrów pary do stanu cieplnego turbiny.

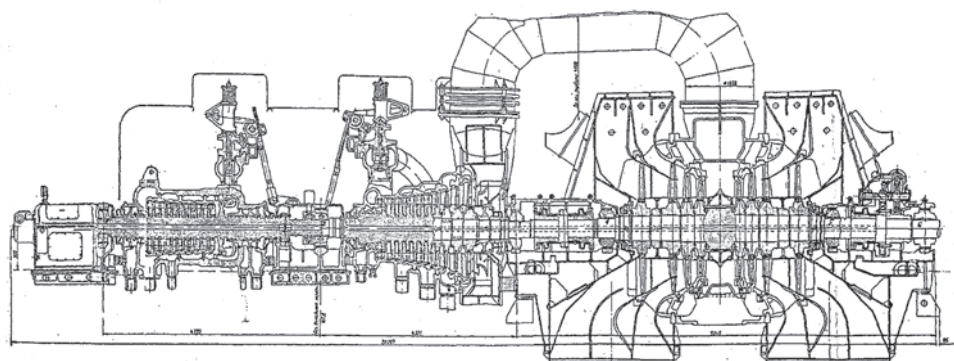
Turbiny 13K215

Podstawowym celem modernizacji turbin TK200, a następnie 13K200, było przystosowanie ich do pracy dwuzmianowej i szybkich uruchomień, zwiększenia pewności ruchowej i zmniejszenia awaryjności oraz ułatwienie pracy obsługi poprzez udoskonalenie układów automatyki, pomiarów, zabezpieczeń i sterowań. Wymagania te miała spełniać turbina o symbolu 13K215, w której wprowadzono dalsze, poniżej opisane modernizacje.

- **Dwupowłokowy korpus SP**

W drugim etapie modernizacji zmodernizowano korpus SP na dwupowłokowy. Zlikwidowano instalację grzania kołnierzy korpusu SP, ponieważ cieńsze kołnierze tego nie wymagają. Zastosowano w pełni symetryczne usytuowanie zaworów regulacyjnych SP i ich napędów, przenosząc je z boków

Rys. 1.
Przekrój osiowy
radzieckiej turbiny
LMZ 200 MW



do dołu pod korpus. Spowodowało to zmianę kształtu rurociągów przepustowych SP, łączących zawory regulacyjne pod turbiną z zaworami odcinającymi SP.

- **Wirnik NP**

Duża awaryjność otopatkowania wirnika NP stopni 3L-P i 4L-P wymagała kompleksowej modernizacji, podczas której:

- zmieniono kształty płytek stellite'owych i wyfrezowania do nich w łopatkach w celu usunięcia źródła pęknięć,
- opracowano nową technologię lutowania płytek do łopatek i zwiększono kontrolę całego procesu,
- dla stopni 4L-P dodano trzeci drut połówkowy między istniejącymi drutami z tytanu, a materiał drutów czwartego stopnia również zmieniono na tytanowy.

- **Stojak środkowy z dwoma serwomotorami zaworów regulacyjnych WP i SP**

Tę modernizację wprowadzono w celu zapewnienia symetrycznego i płynnego przesuwania się stojaka środkowego po płaszczyźnie ślizgowej płyty fundamentowej, podczas wygrzewania i stygnięcia turbiny, jak również rozdzielenia napędów wałów krzywkowych zaworów regulacyjnych WP i SP.

Dla potrzeb różnych wariantów rozruchów turbiny dodano drugi serwomotor do napędu zaworów regulacyjnych SP, mocując go na półce po prawej stronie stojaka środkowego. Uzyskano w ten sposób symetryczne, po lewej i prawej stronie obciążenie stojaka środkowego.

- **Kłapy zwrotne na wylocie części WP i układ opróżniania korpusu WP**

W oryginalnych turbinach TK200 i 13K200 część WP była połączona bezpośrednio z kotłem, bez armatury odcinającej. Skutkiem tego, przed uruchomieniem turbiny i po jej wyłączeniu, część WP była zawsze napełniona od strony wylotu parą o nieznanach parametrach. Taki stan szkodliwie oddziaływał na kadłub i układ łopatkowy, szczególnie na biegu luzem, kiedy przy małym przepływie pary rośnie jej temperatura, wskutek tarcia i wentylacji.

Z tego powodu, w zakresie modernizacji turbiny, dodano kłapy zwrotne na wylocie pary z korpusu WP do przegrzewacza wtórnego. Uzupełnieniem do kłap zwrotnych jest układ opróżniania korpusu WP przy zamkniętych kłapach.

Kłapy zwrotne i armatura opróżniania, sterowane przez układ regulacji turbiny, umożliwiają pełną kontrolę stanu termicznego części WP w różnych stanach cieplnych i fazach rozruchu lub wyłączenia turbiny.

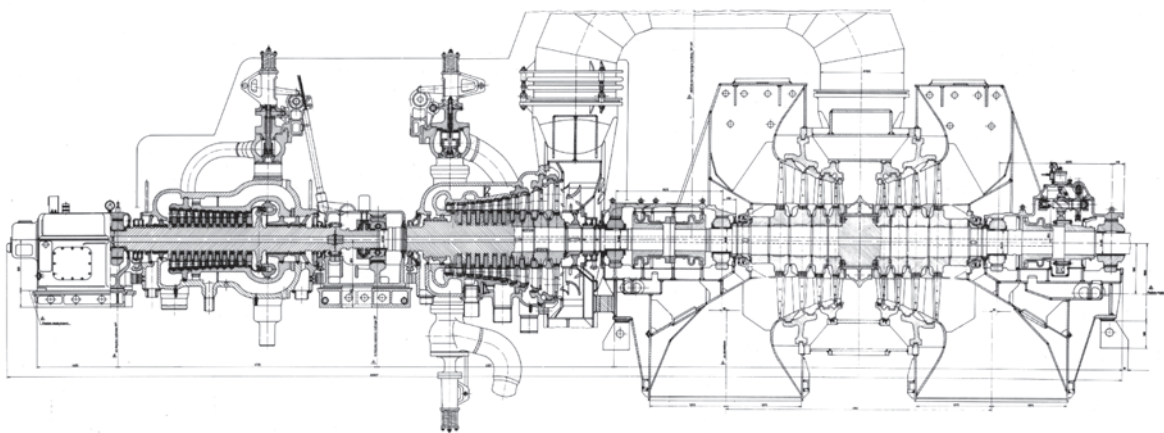
- **Zawory odcinające WP**

Wprowadzona zmiana konstrukcji uszczelnienia pokrywy do korpusu zaworu, ze złącznego śrubowego na samozaciskające pierścieniem stożkowym, pozwoliła na zastosowanie korpusu i pokrywy zaworu o znacząco cieńszych ściankach i kołnierzach. Wyeliminowano w ten sposób instalację grzania kołnierzy zaworu i awaryjność oraz zmniejszono koszty i czas remontu.

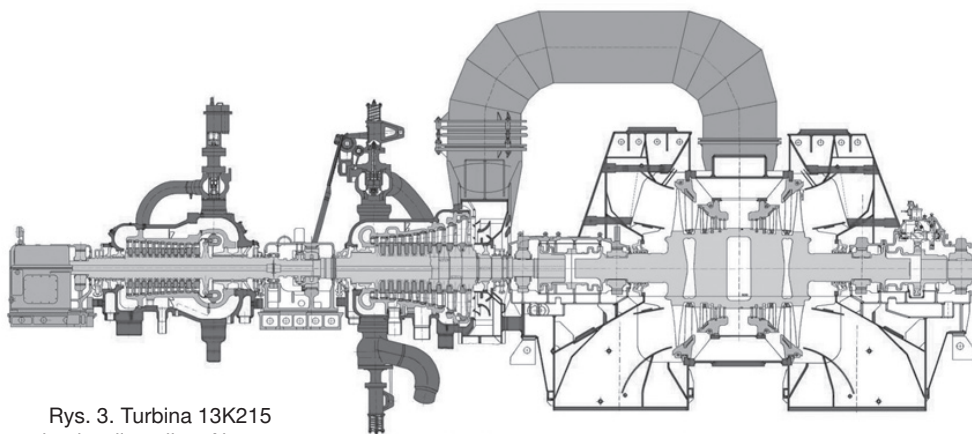
Modernizacje

Modernizacje turbin TK200, 13K200 i 13K215 od połowy lat 80. XX wieku obejmowały poniżej wymienione unowocześnienia:

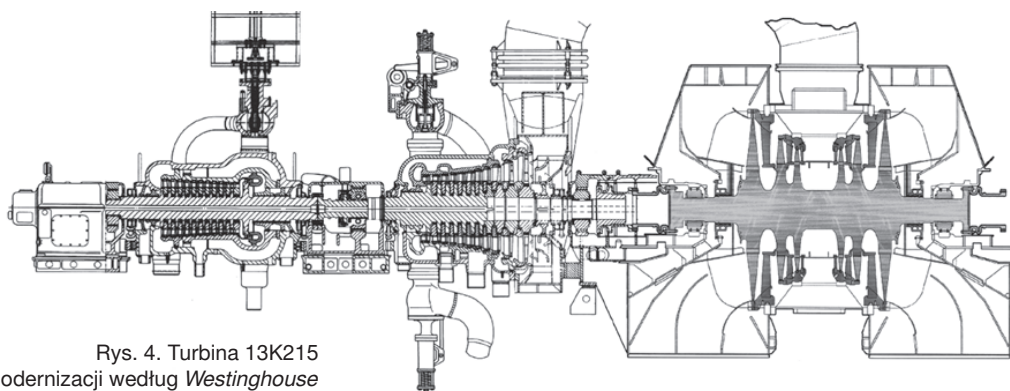
- zmiany kolejności i charakterystyk otwarć zaworów regulacyjnych WP, łącznie z jednoczesnym wstępnym otwarciem, w celu wyeliminowania podwyższonych mimosrodowości wirników WP i SP, temperatur łożysk 1 i 2 oraz zapewnienia symetrycznego i na pełnym obwodzie nagrzewania części wlotowej wysokotemperaturowej korpusu WP;
- modernizacje i wymiany na nowe konstrukcje zaworów regulacyjnych WP, w celu wyeliminowania ich awaryjności i poprawy regulacyjności;
- wprowadzono płytki ślizgowe pod blok przedni i pod stojak środkowy, które skutecznie wyeliminowały blokowanie się tych zespołów podczas wygrzewania i studzenia turbiny; działanie płytek ślizgowych pozytywnie oddziałuje również na korpusy WP, SP i NP umożliwiając im swobodną, wynikającą ze stopnia nagrzania, zmianę długości, co wiąże się z eliminacją wprowadzania dodatkowych naprężeń i deformacji w korpusach turbiny;
- mechaniczno-hydrauliczną regulację turbiny zastąpiono regulacją elektrohydrauliczną, która znacznie poprawiła warunki rozruchu, pracy i wyłączenia turbiny; poprzez ograniczenie bezpośredniego udziału obsługi zwiększono bezpieczeństwo pracy turbiny;



Rys. 2. Przekrój osiowy turbiny 13K215



Rys. 3. Turbina 13K215 po modernizacji według *Alstom*



Rys. 4. Turbina 13K215 po modernizacji według *Westinghouse*

- wprowadzono dwutemperaturowy układ zasilania dławnic zewnętrznych części WP – wlot-wylot i SP – wlot; umożliwia on doprowadzanie pary do wymienionych dławnic o temperaturze dostosowanej do stanu termicznego wirnika i dławnicy;
- wał krzywkowy napędu zaworów regulacyjnych WP zastąpiono serwowatorami indywidualnymi według konstrukcji firmy *Alstom* (rys. 3) lub *Westinghouse* (rys. 4);
- zmodernizowano część NP wymieniając wirnik z nasadzanymi elementami i niskosprawnym układem przepływowym na nowej konstrukcji wirnik i układ przepływowy, według konstrukcji firmy *Alstom* (rys. 3) lub *Westinghouse* (rys. 4); dotyczy prawie wszystkich elektrowni.

- Konstrukcja turbiny jest przystępna do modernizacji w zakresie układów przepływowych WP, SP i NP, zaworów odcinających i regulacyjnych wraz z napędami, zespołami regulacji i układem olejowym.
- Opanowana technika i technologia remontów przez firmy remontowe stwarza możliwość prowadzenia remontów kapitalnych w krótkim czasie oraz łatwość dopasowania nowych części zamiennych.
- Zmodernizowana regulacja na elektrohydrauliczną (EHR), łącznie ze zmodernizowanymi zaworami regulacyjnymi i ich napędami, spełnia wszystkie obecnie obowiązujące normy i przepisy.
- Zrewitalizowane w przeszłości kadłuby turbin i korpusy zaworów nie wykazują znacznych deformacji, a pęknięcia występują w niewielkich ilościach.
- Sukcesywnie wydłużano okresy międzyremontowe.

Atuty i słabości konstrukcji turbin 200 MW

Atuty konstrukcyjne

- Wysoka sprawność części SP, porównywalna z obecnymi konstrukcjami.
- Elastyczność do pracy dwuzmianowej, tj. z 215 lub 225 MW do około 110 MW i odwrotnie. Trwają próby obniżenia mocy do 90 MW.
- Stosunkowo duża odporność (w granicach błędów montażowo-remontowych) na przytarcia osiowe i promieniowe układu przepływowego, dławnic i uszczelnień olejowych.
- Turbina, w pewnym zakresie, toleruje błędy obsługi.

Słabości konstrukcyjne

Słabości konstrukcyjne, które częściowo wyeliminowano w poprzednich modernizacjach:

- zastąpiono wirnik NP nowym wirnikiem reakcyjnym – rozwiązanie *ABB* lub akcyjnym – rozwiązanie *Westinghouse*; doświadczenia ostatnich lat pokazują, że modernizacja tego zespołu nie kończy problemów eksploatacyjnych;
- wirnik SP ma nasadzone cztery ostatnie tarcze, które z upływem czasu eksploatacji mogą się luzować;

- problemy z posadowieniem kadłuba NP na fundamencie zostały rozwiązane w poprzednich modernizacjach;
- problemy z pęknięciami w rowkach termicznych dławnic oraz na przejściu tarczy stopnia regulacyjnego w wał wirników WP i SP zostały częściowo wyeliminowane na podstawie wytycznych m.in. *Pro Novum*.

Diagnostyka turbin

Na diagnostykę turbin powinny składać się dwa podstawowe elementy:

- diagnostyka eksploatacyjna,
- diagnostyka remontowa.

Zakresy badań diagnostycznych powinny umożliwiać zdobycie jak najszerszej wiedzy o ocenianym urządzeniu/węźle urządzenia czy też elemencie urządzenia i powinny uwzględniać informacje o:

- wynikach poprzednich badań diagnostycznych,
- sposobie naprawy nieprawidłowości/pęknięć stwierdzonych w poprzednich badaniach,
- zastosowanych technologiach naprawy,
- historii eksploatacji (czas pracy, liczba uruchomień, zakłócenia eksploatacji),
- warunkach eksploatacji urządzeń,
- statystyce (najczęstszych uszkodzeniach na urządzeniach podobnego typu).

Dobrze opracowany zakres badań powinien być punktem wyjścia do poprawnej oceny stanu technicznego. Badania diagnostyczne towarzyszyły eksploatacji turbin od początku oddania ich do ruchu. Wiedza zdobywana w czasie badań diagnostycznych służy ocenie aktualnego stanu technicznego (diagnozie) oraz prognozie trwałości poszczególnych elementów turbiny.

Przedłużenie eksploatacji turbiny powinna poprzedzać ocena stanu technicznego i prognoza trwałości jej elementów. Normalnie wykonuje się ją na podstawie:

- badań NDT, których zakres opracowuje się na podstawie analizy historii eksploatacji,
- wyników badań niszczących (elementy odlewane),
- analizy wyników pomiarów geometrii (kadłuby, wirnik, tarcze kierownicze),
- obliczeń stopnia wyczerpania trwałości,
- analizy prac remontowych (zakres i technologie napraw).

Obecnie polska energetyka stanęła przed kolejnym wyzwaniem: bezpieczna eksploatacja (przy zachowaniu wysokiej dyspozycyjności) turbin 200 MW przez następne 20 lat (ok. 350 000 godzin pracy) bez wymian elementów krytycznych (wirników, korpusów zaworów i kadłubów turbin).

Planując taki scenariusz zaleca się uwzględnić „Rekomendacje w zakresie kwalifikowania urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW do pracy do 350 000 godzin”. Dokument opracowany przez *Pro Novum* przy udziale specjalistów w *PKE S.A.* i współpracy z Urzędem Dozoru Technicznego. Rekomendacje odnoszą się do urządzeń (elementów urządzeń), które przepracowały ponad 200 000 godzin, a planowany czas pracy ich pracy przekroczy 300 000 godzin (ale nie będzie większy od 350 000 godzin).

W odniesieniu do turbin „Rekomendacje...” zawierają następującą ogólną procedurę postępowania:

- inwentaryzacja stanu wiedzy o aktualnym stanie technicznym elementów turbiny:
 - historia eksploatacji, co najmniej w zakresie: czas pracy, liczba uruchomień z poszczególnych stanów cieplnych,
 - wyniki ostatnich badań, w tym aktualność prognozy trwałości głównych elementów,
 - naprawy, rewitalizacje, modernizacje, wymiany,
 - stany awaryjne;
- prognoza trwałości na podstawie badań stanu metalu (obliczenia z uwagi na wielkość błędu, często niemożliwego do określenia, powinny mieć funkcję pomocniczą);
- preferuje się badania niszczące oraz specjalne badania metalograficzne identyfikujące podstawowe zagrożenia dla bezpiecznej pracy wirników i elementów stalowych; dla tarcz kierowniczych podstawowe znaczenie ma pomiar strzałki ugięcia oraz wielkości trwałej deformacji;
- prognozę trwałości rekomenduje się weryfikować na podstawie:
 - okresowo wykonywanych badań,
 - monitorowania warunków pracy.
- historia eksploatacji turbozespołu powinna być w odpowiedni sposób dokumentowana, zaleca się korzystanie ze specjalistycznego oprogramowania (np. LM System PRO@+ opracowanego przez *Pro Novum* i wdrożonego w kilku elektrowniach) realizującego to zadanie w sposób automatyczny.

Eksploatacja turbin

Pierwszy okres eksploatacji

W pierwszym okresie po oddaniu turbin do eksploatacji występowały poniżej wymienione usterki montażowe.

- Blokowanie wydłużeń spowodowane blokowaniem się wpustów prowadzących kadłuby (dotyczyło to głównie kadłubów niskoprężnych).
- Blokowanie stojaków łożyskowych spowodowane stanem ślizgów; stosowano różne metody zmniejszenia oporów na powierzchniach ślizgowych (smarowanie pastami, lakiery na bazie dwusiarczku molibdenu i wiele innych). Przełomem było zastosowanie teflonu na powierzchniach ślizgowych, a następnie płytek dewa; płytki dewa istotnie poprawiły swobodę wydłużeń.
- Wykonywane remonty obejmowały demontaż kadłubów NP i stojaków łożyskowych. W czasie remontów przeprowadzano korektę ustawienia płyt oporowych oraz wyprowadzano ich stan poprzez tuszowanie i skrobanie.
- Duże problemy występowały na łożyskach ślizgowych. Częste uszkodzenia łożysk ślizgowych spowodowane były jakością stosowanych stopów łożyskowych, technologią ich wykonania, ale przede wszystkim korozją układów olejowych. Występujące przedmuchi pary na dławnicach końcowych powodowały silną korozję, a przy braku filtrów olejowych produkty korozji niszczyły łożyska.
- W układzie przepływowym częstą przyczyną nieszczelności na dławnicach końcowych było zastosowanie sprężyn segmentów uszczelnień z materiału innego niż „Nimonic”.

- Najpoważniejszym problemem w układzie przepływowym były tarcze kierownicze, a zwłaszcza:
 - niewłaściwa technologia wykonania tarcz kierowniczych; pewna ich liczba ulegała w czasie demontażu rozerwaniu (rys. 5); w jednym przypadku błędnie wykonana tarcza kierownicza spowodowała zniszczenie wirnika SP; przyczyną uszkodzenia tarcz kierowniczych był brak przetopu na spoinie pomiędzy bandażem a płótnem tarczy kierowniczej; tarcze kierownicze z błędami technologicznymi wymagały wystyiania ich do producenta turbiny w celu dokonania doraźnej naprawy wraz z pomiarem strzałki ugięcia;
 - niewłaściwa technologia osadzenia tarcz w obejmach; pierwszy demontaż tarcz kierowniczych z powodu błędnego ich osadzenia w wytoczeniach z małymi luzami wymagał „wyrwania” tarczy z wytoczenia; zastosowanie brodawek na powierzchniach ustalających rozwiązało ten problem.
- Ostona stopnia regulacyjnego. Zastosowana ostona stopnia regulacyjnego turbin 13K200 i 13K215 również wymagała modernizacji. Po kolejnych modernizacjach ostona została zamocowana do pierwszej tarczy kierowniczej spoiną wytrzymałościową. Na niektórych turbinach ostona specjalna tego typu jest osadzana bagnetowo w wytoczeniu w kadłubie. Po ostatnich modernizacjach nie występują problemy w tym węzle.
- Wirniki WP i SP. Na wirnikach WP i SP po stosunkowo krótkim czasie eksploatacji wystąpiły pęknięcia w rowkach cieplnych dławnic wlotowych. Zadaniem tych rowków było zwiększenie odporności na skrzywienie wirnika w przypadku powstania przytarć promieniowych. Podobny problem wystąpił również w turbinach innych typów (TK50 – z powodu głębokich pęknięć), a na kilku innych turbinach zasza potrzebna zabudowania tulei.

Szybko podjęto decyzję wytoczenia pęknięć oraz poszerzenia rowków cieplnych, co przy odpowiednio ukształtowanym dnie rowka spowodowało zmniejszenie współczynnika koncentracji naprężeń o 50% i pozwoliło na eksploatację tych wirników do chwili obecnej. Roztoczenie rowków spowodowało również likwidację pewnej ilości ząbków uszczelnień labiryntowych. Zmniejszona ilość ząbków spowodowała rozszczelnienie dławnic, przez co występują większe straty.

Również szybsze nagrzewanie i studzeniem ma istotny wpływ na naprężenia osiowe w tych dławnicach. Dotyczy to zwłaszcza wirnika SP, z uwagi na większą średnicę. Obecnie trudno jest określić jednoznacznie czy wprowadzone zmiany w rowkach cieplnych pozwolą na dalszą pracę wirników np. do czasu 350 000 godzin. Stan techniczny niektórych dławnic jest niezadowolający. Ponowne pojawienie się pęknięć może spowodować konieczność takiego pogłębienia rowków, że wystąpi niedopuszczalna wielkość koncentracji naprężeń. Rozsądnym rozwiązaniem jest przetoczenie dławnic przednich do zaniku pogłębionych rowków cieplnych i ich napawanie (rys. 7).

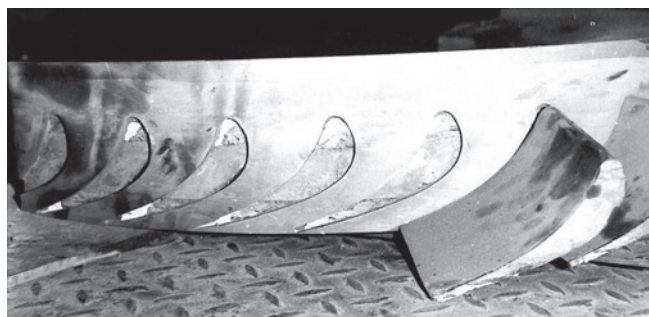
W czasie obróbki mechanicznej po napawaniu dławnice można wykonać bez rowków cieplnych. Zostanie wtedy odbudowana nominalna ilość labiryntów.

W przypadku napawania dławnic istnieje możliwość równoczesnego przeprowadzenia modernizacji uszczelnień labiryntowych. Najlepszym rozwiązaniem byłoby zastosowanie

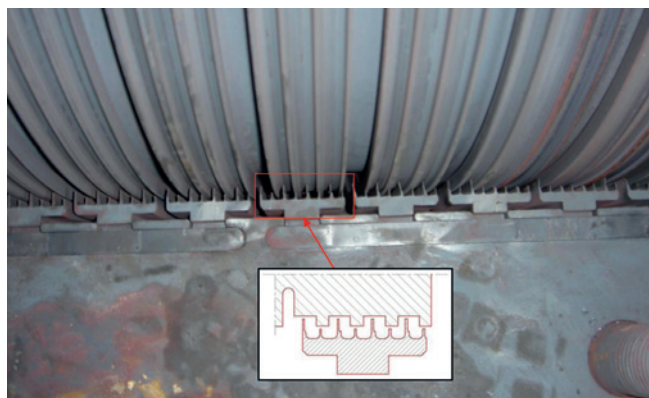
blaszek na wirniku i segmentach uszczelnień labiryntowych (mijających) – rysunek 8. Projekt nowej, zmodernizowanej dławnicy powinien być wykonany przy współpracy z producentem turbiny. Uszczelnienia takie mają znacznie większą skuteczność (~dwukrotnie) jak również przez zabudowane blaszki większą elastyczność cieplną dławnicy (występują mniejsze naprężenia osiowe).

W przypadku naprawy dławnicy istnieje możliwość pobrania wycinka materiału do badań niszczących z miejsca o dużym stopniu wyczerpania trwałości. Taką opcję zawierają zalecenia zapisane w „Rekomendacjach.....”.

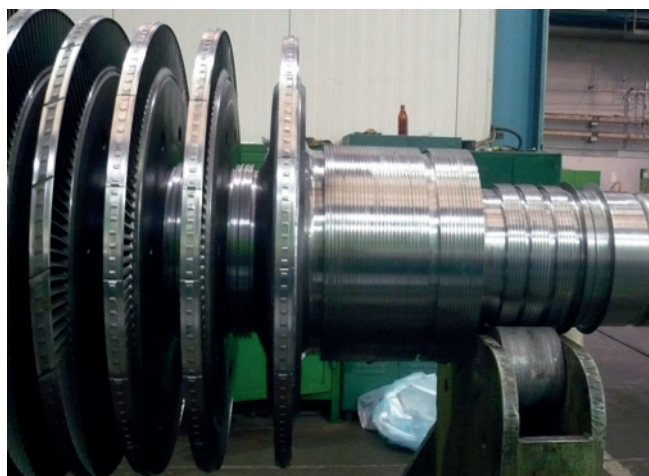
Zastosowanie na dławnicach wlotowych rozwiązania polegającego na rozsuwaniu segmentów na czas rozruchu może powodować zwiększenie przepływu pary, szybsze nagrzewanie dławnicy i większe naprężenia.



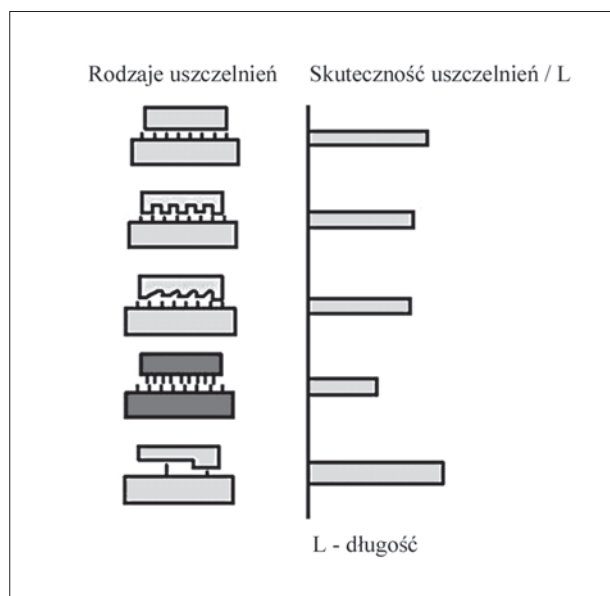
Rys. 5. Tarcza kierownicza SP rozerwana w trakcie demontażu



Rys. 6. Stan techniczny dławnicy wlotowej wirnika WP



Rys. 7. Wirnik SP, dławnica wlotowa po regeneracji



Rys. 8. Rodzaje uszczelnień a ich efektywność

Eksploracja turbin w latach 80. i 90.

Burzliwy okres eksploatacji turbin w latach 80. spowodował szereg uszkodzeń. Szczególnie narażone na uszkodzenia były kadłuby turbin. Niedotrzymywanie szybkości nagrzewania i zmian obciążeń spowodowane były sytuacją energetyczną (ograniczenia i potrzeby wyłączenia odbiorców).

Istotny wpływ na jakość eksploatacji miały przerwy w ciągłości dostaw paliwa oraz jego kaloryczność. Zakres remontów oraz czas postojów w remontach miały również wpływ na ich stan techniczny. Po przepracowaniu przez turbiny ~170 000 godzin wykonywanie remontów w typowym zakresie było bardzo utrudnione. Szczególne problemy występowały na kadłubach, gdzie oprócz licznych pęknięć występowały przestawienia wytworzeń w kadłubie góra – dół oraz lewa – prawa. Wykonywane pomiary na obrabiarkach wykazywały nieprostokątne wpustach poprzecznych i nadmierną owalizację.

Wykonywane badania metalu kadłuba w miejscach najbardziej wyczerpanych wykazywały często niskie własności. Metodyka badań polegała na pobraniu próbek z gorącej i zimnej części kadłuba. Badania wykazywały często obniżone własności, na zimnym końcu, gdzie ze względu na parametry pracy nie mogły zachodzić zmiany w metalu, w stosunku do przyjętych wymogów (np. udarność <math>< 10 \text{ J/cm}^2</math>).

Znaczna liczba kadłubów (20 turbin o mocy 200 MW) została poddana procesowi rewitalizacji. Proces ten obejmował m.in. obróbkę cieplną, która podnosiła udarność kadłuba do wartości wymaganej dla nowego kadłuba, napawanie ubytków powstałych po usunięciu pęknięć przy zastosowaniu materiału zbliżonego do składu chemicznego staliwa danego elementu, a wykonana na odprężonym kadłubie obróbka mechaniczna zapewniała stabilność geometrii (obróbka mechaniczna przywraca nominalną geometrię elementu). Stan techniczny kadłubów po rewitalizacji nie odbiega od nowych elementów (nawet po blisko 100 000 godzin pracy nie obserwuje się uszkodzeń wymagających naprawy przez spawanie).

Technologię tę wprowadziło w 1994 roku *Pro Novum*. Wspólnie ze *ZRE Katowice SA* zrewitalizowało ponad 200 kadłubów o mocy od 30 MW do 360 MW (Technologia została nominowana w 2006 roku do nagrody „Teraz Polska”). Z uwagi na brak naprężeń poeksploatacyjnych i możliwość optymalnego ustawienia tarcz kierowniczych i luzów sprawności turbin po takim remoncie są zbliżone do fabrycznych.

Prognoza trwałości po zabiegach rewitalizacji jest określona na 100 000 godzin dalszej pracy. Jeśli zachodzi potrzeba istnieje możliwość powtórzenia rewitalizacji. Podobnym zabiegom poddawano również komory zaworów szybkozamykających WP i SP oraz komory trójzaworowe SP turbin 13K215.

Stan techniczny tarcz kierowniczych z uwagi na liczne uszkodzenia oraz deformacje również wymusił kompleksową naprawę tych elementów połączoną z obróbką cieplną i pomiarami strzałki ugięcia oraz wielkości trwałych deformacji.

Podsumowanie

1. Podstawą przedłużania czasu pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych powinna być ocena stanu technicznego oparta na odpowiednio zaplanowanych badaniach diagnostycznych wynikających z czasu pracy elementów i adekwatnych do ich stanu technicznego.
2. Dysponujemy sprawdzonymi technologiami pozwalającymi na:
 - przywrócenie kadłubom i korpusom zaworowym turbin parowych własności nieodbiegających istotnie od wymaganych dla nowych elementów,
 - w przypadku powstania pęknięć/uszkodzeń na wirnikach istnieje możliwość przeprowadzenia naprawy przez spawanie,
 - tarcze kierownicze mogą być naprawione w zakresie pozwalającym na ich pracę do 350 000 godzin.
3. Nie ma istotnych przeszkód dla przedłużenia eksploatacji turbin o mocy 200 MW do 350 000 godzin pracy przy sprawnościach zbliżonych do fabrycznych, bez potrzeby zabudowy nowych elementów.
4. Przedłużenie czasu eksploatacji turbin jest w największym stopniu uzależnione od znajomości stanu technicznego w fazie poprzedzającej taką decyzję, podczas remontów modernizacyjnych oraz w całym okresie przedłużonej eksploatacji.

Poprawne opracowanie długoterminowych prognoz trwałości dla krytycznych elementów turbospełnów oraz ich weryfikacja na podstawie okresowych badań i bieżącej analizy warunków pracy w największym stopniu będą decydować o powodzeniu zadania. Dobrze wykorzystana wiedza z diagnostyki to podstawowy warunek:

- optymalnych nakładów na modernizację,
 - bezpiecznej eksploatacji,
 - wysokiej dyspozycyjności,
 - niskich nakładów remontowych
- podczas eksploatacji turbin 200 MW przez kolejne ok. 20 lat.

- [1] PN/90.2522/2010. Rekomendacje w zakresie kwalifikowania urządzeń ciepło-mechanicznych bloków 200 MW w PKE S.A. do pracy do 350 000 godzin". Pro Novum, 2010.
- [2] Sprawozdanie nr 16.2448/2010. Przedłużenie eksploatacji bloków nr 1-6 w elektrowni Jaworzno III. Część I. Ogólne założenia strategii przedłużania czasu eksploatacji bloków 200 MW w PKE S.A. ze szczególnym uwzględnieniem bloków nr 1-6 w El. Jaworzno III.
- [3] Sprawozdanie Pro Novum nr 40.2472/2010. Przedłużenie eksploatacji bloków nr 1-6 w elektrowni Jaworzno III. Część II. Zakres prac wymaganych do wykonania podczas remontu modernizacyjnego bloku Nr 2.
- [4] Dobosiewicz J., *Zasady naprawy kadłubów turbin parowych*. „Energetyka” 1985, nr 6.
- [5] Trzeczcyński J., Grzesiczek E., *Wymieniać czy rewitalizować*. „Energetyka” 1998, nr 7.
- [6] Dobosiewicz J., *Wpływ eksploatacji na zmiany własności mechanicznych metalu kadłubów turbin parowych*. „Energetyka” 1992, nr 1.
- [7] Dobosiewicz J., *Eksplatacyjna i przydatność turbin małej mocy po przekroczeniu 200 tys. godz. pracy*. „Energetyka” 1993, nr 7.
- [7] Dobosiewicz J., *Zasady przedłużania trwałości elementów krytycznych bloków energetycznych*. „Energetyka” 1994, nr 1.
- [8] Stachura S., Dobosiewicz J., Trzeczcyński J., Grzesiczek E., *Dotychczasowe doświadczenia związane z rewitalizacją korpusów turbin parowych*. „Energetyka” 1996, nr 6, Biuletyn Pro Novum nr 1/1996.
- [9] Dobosiewicz J., *Badania diagnostyczne urządzeń ciepło-mechanicznych w energetyce. Część I. Zagadnienia ogólne. Turbiny i generatory*. Biuro Gamma. Warszawa 1998.
- [10] Trzeczcyński J., *Diagnostyka on-line urządzeń ciepło-mechanicznych elektrowni*. „Energetyka” 2008, nr 4, Biuletyn Pro Novum nr 1/2008.
- [11] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Zarządzanie trwałością indywidualną elementów urządzeń energetycznych*. „Energetyka” 2009, nr 6.
- [12] Trzeczcyński J., Białek S., *Utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych wspierane przez system informatyczny*. „Nowa Energia” 2009, nr 3.

XXVI SYMPOZJUM

Diagnostyka wspierająca elastyczną pracę elektrowni

Bystra, 9-11.10.2024 r.



pro.vum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe
— od 1987 r.