

Jerzy Trzeszczyński, Wojciech Murzynowski

Zarządzanie trwałością indywidualną elementów urządzeń energetycznych

Utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych wymaga archiwizacji istotnych informacji eksploatacyjnych i remontowych oraz umiejętności tworzenia na ich podstawie wiedzy. Zmiany organizacyjne i pokoleniowe sprawiają, że ten kiedyś „naturalnie” zorganizowany w elektrowniach proces podlega destrukcji. Specjaliści elektrowni zarządzający procesem utrzymania stanu technicznego zobligowani do wielu czynności o charakterze administracyjnym mają coraz mniej czasu i możliwości aby zdobywać i pogłębiać ściśle techniczną wiedzę oraz sprawować rzeczywistą kontrolę nad ogromną liczbą informacji.

Problem doceniają dotychczas dostawcy nowych urządzeń, którzy konsekwentnie instalują wraz z nowymi urządzeniami systemy rejestracji parametrów pracy. Bez bieżącej analizy tych danych oraz szeregu innych informacji nie mamy jeszcze do czynienia z w pełni użyteczną wiedzą, ale pomysł i jego realizację należy uznać za jak najbardziej racjonalne.

Stan techniczny urządzenia – kiedy następny remont?

Przyjęło się uważać, niektórzy traktują to nawet jako niepodważalną zasadę, że eksploatując urządzenie należy najpierw zaplanować termin remontu, następnie określić jego zakres i budżet. Jak budżet „na to pozwoli” można zaplanować badania. Jeśli spytamy, czy podczas remontu będzie też wykonywana diagnostyka zwykle można usłyszeć, że badania to to samo, co diagnostyka – sztuka wykonać badania, ocenę stanu zrobi każdy, jak mu się udostępni wyniki. W mniej optymistycznym scenariuszu środków na diagnostykę może zabraknąć całkowicie.

Jeśli ktoś reprezentuje poglądy, jak wyżej, to można byłoby to skwitować, że postępuje prawidłowo, tyle, że... na odwrót.

Planować remont owszem trzeba, tylko, że należy go rozpocząć od planowania diagnostyki – upraszczając można stwierdzić, że jeśli nie potrzeba wykonywać diagnostyki, to nie potrzeba wykonywać także remontu. Jeśli z poprzednich badań i analizy bieżących warunków pracy nie wynika potrzeba sprawdzenia stanu technicznego urządzenia (elementu), to remont (odtworzeniowy) zapewne jest zbędny.

Jeśli np. ktoś otwiera turbinę, aby „zaplanować” najbliższy remont, to albo diagnostyka ostatnio nie była wykonywana, albo nie wiadomo co „działo się” w trakcie eksploatacji. Bywa i tak, że diagnostyki ostatnio nie było i analizy eksploatacji pod kątem wpływu na stan urządzeń nikt nie robił. W takim przypadku łatwo policzyć ile kosztuje brak diagnostyki oraz ile razy więcej kosztuje jej zaniechanie od realizacji.

Sytuacja, że wiedza o stanie technicznym powstawała i była „archiwizowana w naturalny sposób” (w głowach i notatkach specjalistów przygotowania remontów elektrowni) odchodzi (gdzieniegdzie już odeszła) do przeszłości. Oznacza to, że albo elektrownie znajdą sposób, aby ją w nowych warunkach kreować i odpowiednio wykorzystywać, albo planowaniem remontów będzie zajmować się dostawca urządzenia lub/i serwisu kierując się własną oceną ryzyka i... własnym interesem. W bardziej pesymistycznym scenariuszu można wyobrazić sobie jeszcze jedną możliwość, że remonty „będą planować się” same, jako skutek stanów awaryjnych.

Wydaje się, że wcześniej czy później znajdzie się rozwiązanie w postaci podejścia racjonalnego, tzn. wdrożenia takich systemów zbierania informacji i ich przetwarzania (czytaj: diagnostyki), aby planowanie utrzymania odbywało się na podstawie wiedzy, a nie intuicji. Trzeba wierzyć, że niezależnie od tego, kto będzie sprawował serwis, specjaliści wydziałów zarządzania majątkiem zapewnią sobie dostęp do wiedzy niezależnej od dostawcy urządzenia lub/i serwisu. Z punktu widzenia możliwości i potrzeb służb technicznych właściciela majątku produkcyjnego system powinien być możliwie prosty, najlepiej gdyby kreował wiedzę - w znacznym zakresie - w sposób automatyczny.

Stan techniczny urządzenia – jak go określić?

Stan techniczny urządzenia trzeba określić podczas postoju wykonując:

- badania,
- interpretując wyniki – stawiając diagnozę,
- wykonując odpowiednie analizy i/lub obliczenia – określając prognozę.

Stan techniczny i prognoza powinny być weryfikowane systematycznie w trakcie eksploatacji urządzenia w taki sposób, aby na podstawie wiedzy, jak wyżej oraz zarejestrowanej historii eksploatacji można było zaplanować termin i zakres następnej diagnostyki... czyli remont.

Pomocną, mającą czytelny sens techniczny i dającą się stosować w praktyce wielkością jest prognozowana trwałość (żywność). Zwykle odnosi się ją do konkretnych elementów. W pierwszej kolejności krytycznych, w następnej wpływających na niezawodność.

Trwałość urządzenia – trwałość indywidualna jego elementów

Elementy urządzenia mają bardzo zróżnicowaną trwałość. Trwałość elementów krytycznych (m.in. walczków kotłów, wirników i korpusów turbin) na ogół pokrywa się z trwałością urządzenia. Trwałość pozostałych elementów bywa znacznie niższa, zdarza się, że w trakcie resursu urządzenia wymieniane są wielokrotnie. Dla starych urządzeń energetycznych znanych jest wiele użytecznych technologii napraw, regeneracji i rewitalizacji. Trwałość takich urządzeń można przywracać (nawet zwiększać) bez uciekania się do wymian.

Na blokach długoeksploatowanych, poddawanych w przeszłości modernizacjom trwałość poszczególnych elementów może być skrajnie zróżnicowana.

Wnioskowanie „przez analogię” nie zawsze jest możliwe, nawet identyczne lub podobne konstrukcyjnie urządzenia mogą być w różnych stanach technicznych na skutek:

- różnych historii eksploatacji,
- indywidualnych cech geometrycznych i technologicznych poszczególnych elementów.

Obiektywna kontrola indywidualnej trwałości elementów urządzeń (bloków energetycznych) wymaga odpowiednich narzędzi odpowiednio zapisujących i przetwarzających istotne informacje.

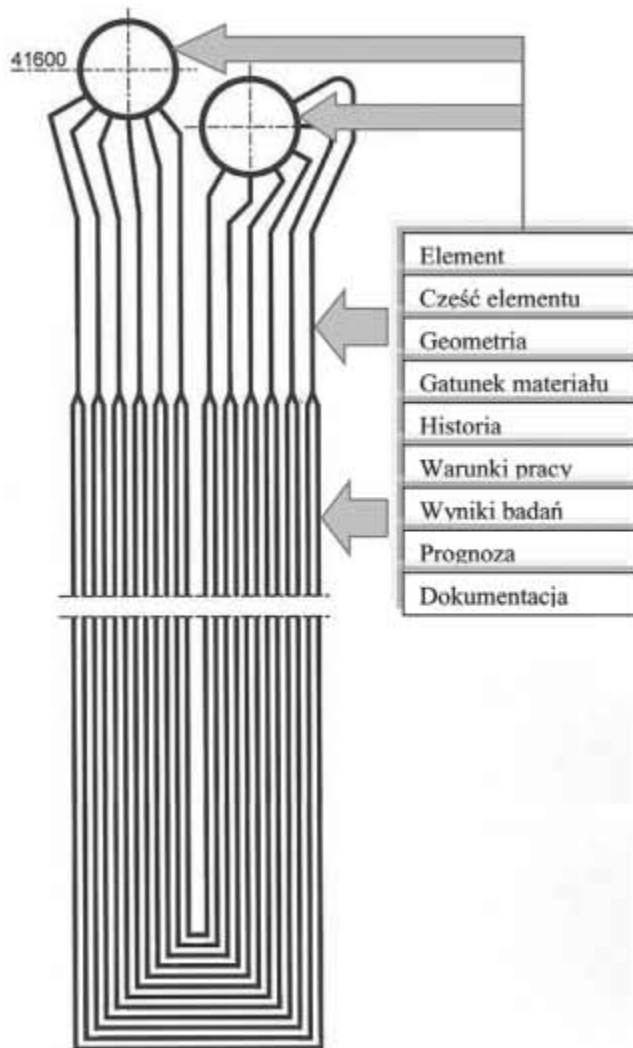
Zarządzanie trwałością indywidualną elementów – jak można to robić?

Istnieją już kilkuletnie doświadczenia [1] związane z systemową analizą trwałości urządzeń ciepłno-mechanicznych. Wskazują one, że z technicznego punktu widzenia istotne problemy można uznać za, w większości, rozwiązane. Od pewnego czasu testowana jest jedna z możliwych wersji takiego systemu wykorzystująca wykonywanie diagnostyki w sposób zdalny [2,3]. Pewną przeszkodą są nie zakończone jeszcze zmiany organizacyjne elektrowni. Nawet najlepsze oprogramowanie musi być zainstalowane w logicznie zorganizowanym otoczeniu, zarówno po stronie transferu danych i informacji do systemu, jak również po stronie korzystania z rezultatów analizy (okresowych raportów) oraz zgromadzonych informacji i wiedzy.

Zasadnicze cechy takich systemów – posiadających formę oprogramowania sieciowego – to:

- tworzenie modeli obiektów,
- możliwość opisu ich komponentów (przykład na rys. 1),
- organizacja baz danych,
- możliwość implementowania procesów, m.in.:
 - badań diagnostycznych,
 - analizy warunków pracy (przykład na rys. 1 i rys. 3),
- zaimplementowana logika, czyli algorytmy przetwarzania informacji w wiedzę (rys. 2).

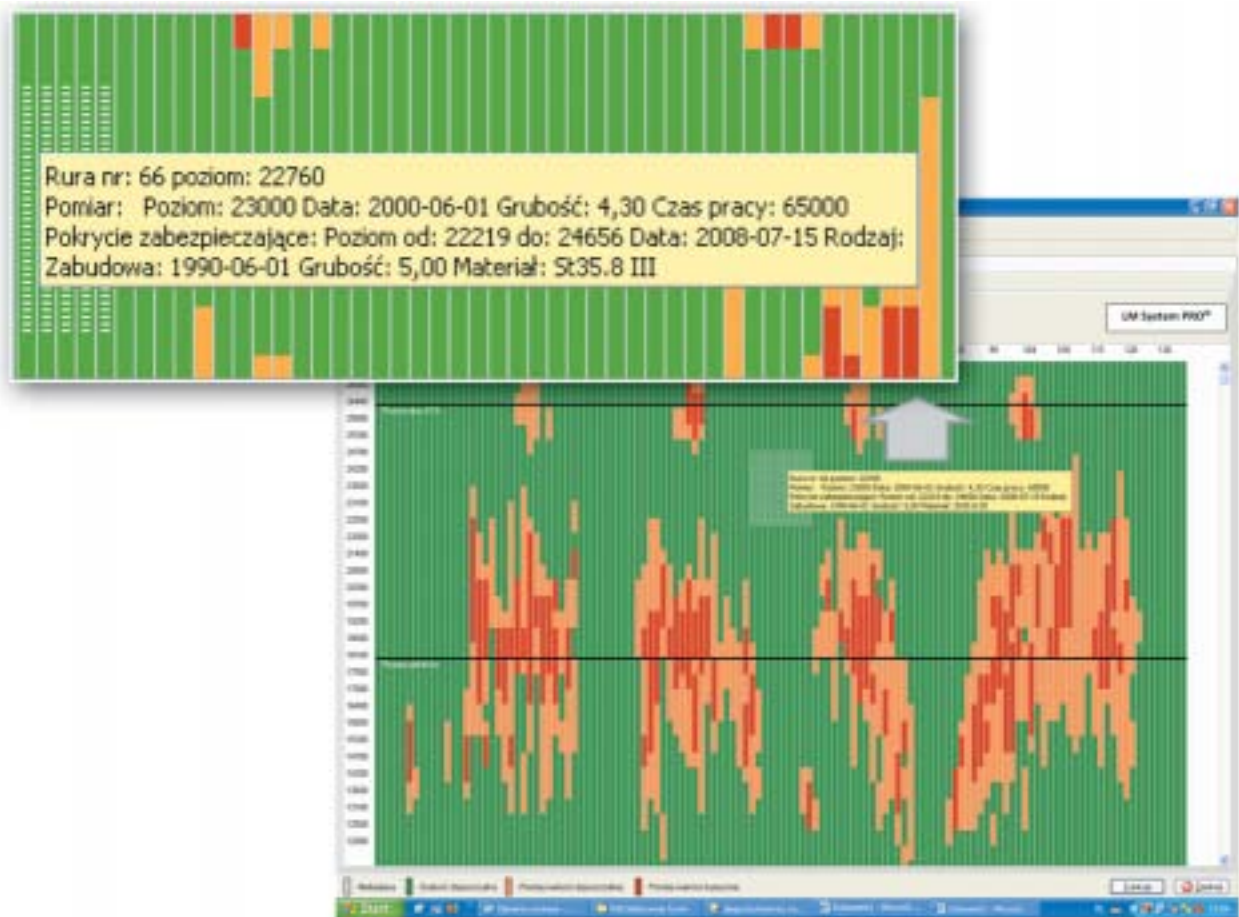
Pewną osobliwością aktualnej sytuacji jest fakt, że wdrożono dość dawno, w większym lub mniejszym zakresie, systemy klasy ERP, a proces wdrożenia systemów wspierających



Rys. 1. Zakres informacji i wiedzy dotyczący elementów krytycznych oraz wpływających na niezawodność



Rys. 2. Schemat procesu archiwizacji, przetwarzania danych i powstawania wiedzy w procesie utrzymania stanu technicznego urządzeń



Rys. 3. Przykład możliwości programu LM System PRO® w zakresie udostępniania danych techniczno-eksploatacyjnych elementu (informacje w obrębie żółtego pola) oraz jego aktualnego stanu technicznego i prognozy (różne kolory tła)

zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego majątku produkcyjnego elektrowni przebiega ze sporymi oporami lub jeszcze się nie rozpoczęło. W znacznym stopniu utrudniają ten proces problemy organizacyjne będące ciągle w stadium „work in progress”, chociaż problem ten dotyczy także systemów klasy ERP, których wdrażanie przebiega jednak znacznie szybciej.

Podsumowanie

Utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych zawsze wiązało się – i to się nigdy nie zmieni – z archiwizacją bardzo dużej liczby danych, tworzenia warunków do powstawania wiedzy i doświadczenia. Dokonujące się zmiany organizacyjne w energetyce, w zasadzie, pomijają dotychczas ten problem. Prowadzi to m.in. do tego, że:

- utrzymanie kosztuje albo za drogo albo nie jest realizowane w dostatecznym zakresie; możliwe, że obydwa zjawiska występują jednocześnie,
- wiedza dotycząca stanu technicznego urządzeń zostanie „wyoutsourcingowana” tak samo jak inne dziedziny utrzymania elektrowni; możliwy jest także scenariusz bardziej pesymistyczny, że nie będzie nią dysponować nikt, na odpowiednim poziomie.

Wdrażanie odpowiednich narzędzi – jak np. wyżej opisanego programu LM System PRO® - może zapewnić zarówno:

- archiwizację istotnych danych techniczno-eksploatacyjnych,
- systemowe powstawanie historii eksploatacji urządzeń,

- kreowanie wiedzy o aktualnym stanie technicznym,
- racjonalne zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego urządzeń.

Kreowanie obiektywnej wiedzy dot. trwałości urządzeń i ich komponentów oraz zarządzanie nią, to jedyne podejście zapewniające koszty utrzymania adekwatne do potrzeb przy dotrzymaniu wymaganej dyspozycyjności.

Literatura

- [1] Trzeczcyński J., Białek S.: Monitorowanie trwałości urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni. Materiały konferencyjne VI Symposium „Diagnostyka i Remonty Długoeksploatowanych Urządzeń Energetycznych”. Ustroń, 2004
- [2] Trzeczcyński J., Murzynowski W.: On-Line Diagnostics Of Steam Pipelines Operated In Creep Conditions. Proceedings of 2 nd ECCC Creep Conference, 21 – 23 April 2009, Zurich
- [3] Trzeczcyński J.: Remote Diagnostic Systems for Assessment of Thermo-Mechanical Equipment of Power Plants. Proceedings of 2 nd ECCC Creep Conference, 21 – 23 April 2009, Zurich

Diagnostyka kształtek zabudowanych na rurociągach energetycznych

Przeważająca część podstawowych urządzeń ciepłno-mechanicznych eksploatowanych obecnie w elektrowniach i elektrociepłowniach ma za sobą 150 000 h, a wiele przekroczyło już 200 000 h pracy. Niezależnie czy mamy do czynienia z układem blokowym, czy kolektorowym wysokoprężne i wysokotemperaturowe rurociągi energetyczne stanowią bardzo ważną część źródła energii elektrycznej, a ich bezpieczna eksploatacja ma istotny wpływ na dyspozycyjność urządzeń energetycznych.

Diagnostyka rurociągów

Diagnostyka rurociągów to złożony proces, który powinien składać się co najmniej z następujących etapów (elementów):

- analiza historii eksploatacji,
- analiza dokumentacji technicznej, w tym obliczeń konstrukcyjnych,
- opracowanie programu badań i pomiarów diagnostycznych,
- przeprowadzenie badań i pomiarów diagnostycznych,
- analiza wyników badań i pomiarów diagnostycznych,
- określenie stopnia wyczerpania trwałości materiału na podstawie stopnia degradacji struktury,
- opracowanie prognozy dalszej bezpiecznej pracy rurociągu, zaleceń remontowych i eksploatacyjnych.

Program badań kształtek i elementów sterujących przepływem czynnika powinien obejmować badania magnetyczno-proszkowe (MT) na powierzchni zewnętrznej w obszarach zmian kształtu i pola przekroju, a także spoin przyległych oraz badania metalograficzne metodą replik matrycowych i pomiary twardości w miejscach „zdejmowania” replik. Dla elementów sterujących przepływem dodatkowo należy przeprowadzić oględziny endoskopowe powierzchni wewnętrznych (po zdemontowaniu ustroju sterującego).

Przyczyną uszkodzeń kształtek rurociągów energetycznych są najczęściej:

- wady technologiczne (odlewnicze),
- nieodpowiedni dobór zamocowań – błędy projektowe,
- długotrwała lub niewłaściwa eksploatacja.

W artykule [1] autorzy szczegółowo omówili ostatnią z przyczyn uszkodzeń trójników lanych, w niniejszym artykule zwrócono uwagę na dwie pierwsze przyczyny.

Aspekt projektowy

Dobrze zaprojektowany rurociąg z racji swej dużej elastyczności bardzo dobrze realizuje swe funkcje. Z powodów funkcjonalnych na rurociągu oprócz prostek i kolan zabudowane są również elementy o znacznej sztywności, jak kształtki (czwórniki, trójniki, zwężki, kryzy pomiarowe) i elementy sterujące przepływem czynnika (zasuwki, klapy zwrotne, zawory redukcyjne). Fakt musi być brany pod uwagę przy projektowaniu trasy rurociągu i przy rozmieszczeniu i doborze rodzaju zamocowań. Jest to tym ważniejsze, ponieważ w obszarze skokowej zmiany sztywności występuje połączenie spawane.

Na rysunku 1 pokazano rozkład naprężeń, a ściślej, rozkład ilorazu naprężeń zredukowanych i dopuszczalnych dla złożonego, kolektorowego układu rurociągów pary świeżej. Rurociąg został zaprojektowany prawidłowo i pomimo dużego nasycenia elementami o znacznej sztywności nie dochodzi do przekraczania naprężeń dopuszczalnych.



Rys. 1. Rozkład ilorazu naprężeń zredukowanych i dopuszczalnych w kolektorowym układzie rurociągów

Przykładem niewłaściwego doboru zamocowań, a co za tym idzie i wielkości ich reakcji, jest rurociąg w układzie blokowym pokazany na rysunku 2. Widać wyraźnie, że w rejonie trójnika „Y” występuje obszar o przekroczonych naprężeniach dopuszczalnych.

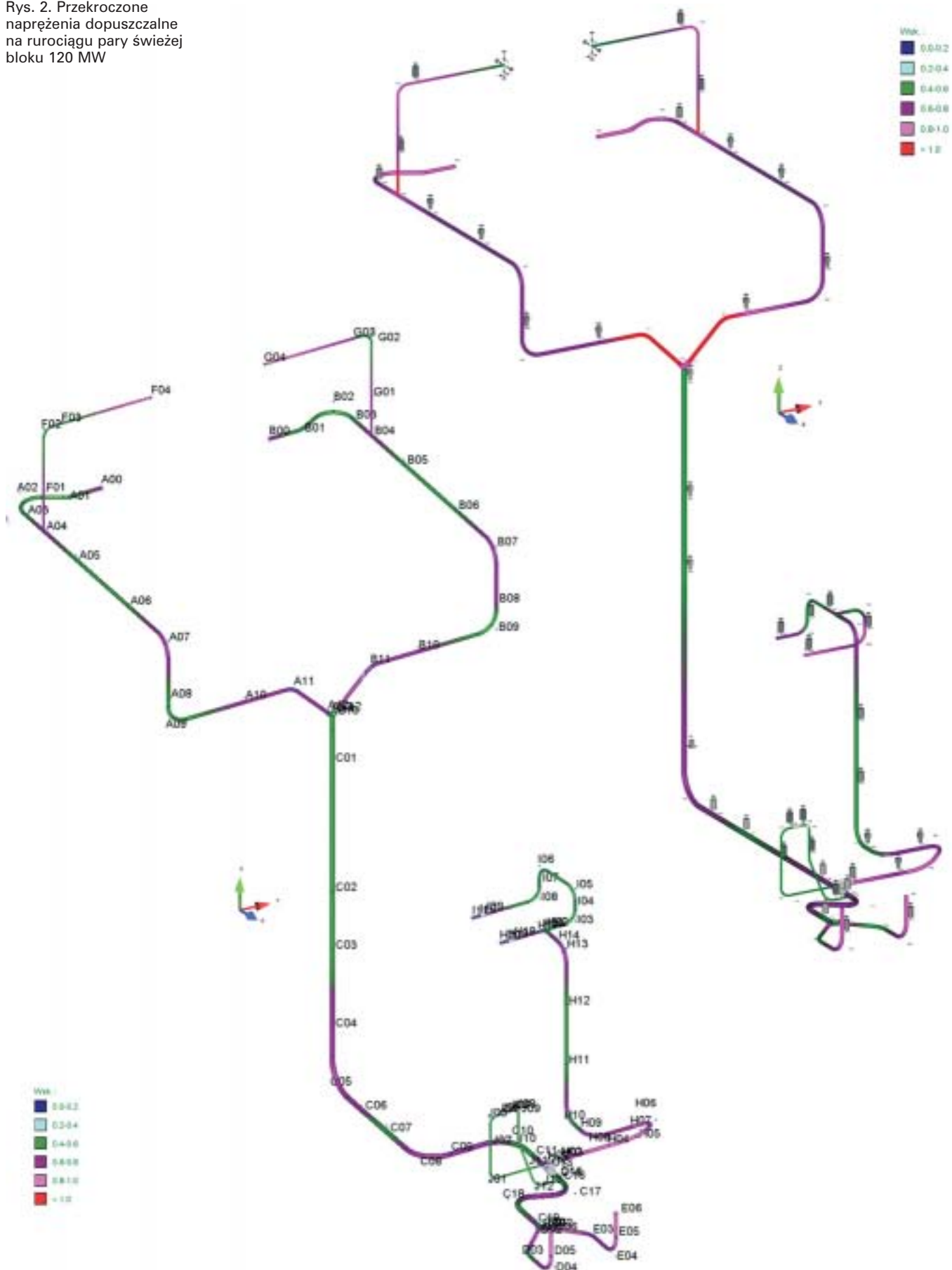
Przykłady wykrytych uszkodzeń trójników i ich interpretacja

Znajomość warunków pracy elementu pozwala optymalnie dobrać metodę badań diagnostycznych w celu wykrycia spodziewanych nieciągłości materiałowych. Dla kształtek zabudowanych na rurociągach, dla których metal pracuje w „warunkach pełzania”, maksymalne naprężenia zlokalizowane są na powierzchni zewnętrznej w obszarach zmian kształtu i pola przekroju. Natomiast dla kształtek zabudowanych na rurociągach, których materiał pracuje poniżej temperatury granicznej, najbardziej narażone na uszkodzenia są obszary sąsiadujące z dolną powierzchnią wewnętrzną poziomych kształtek.

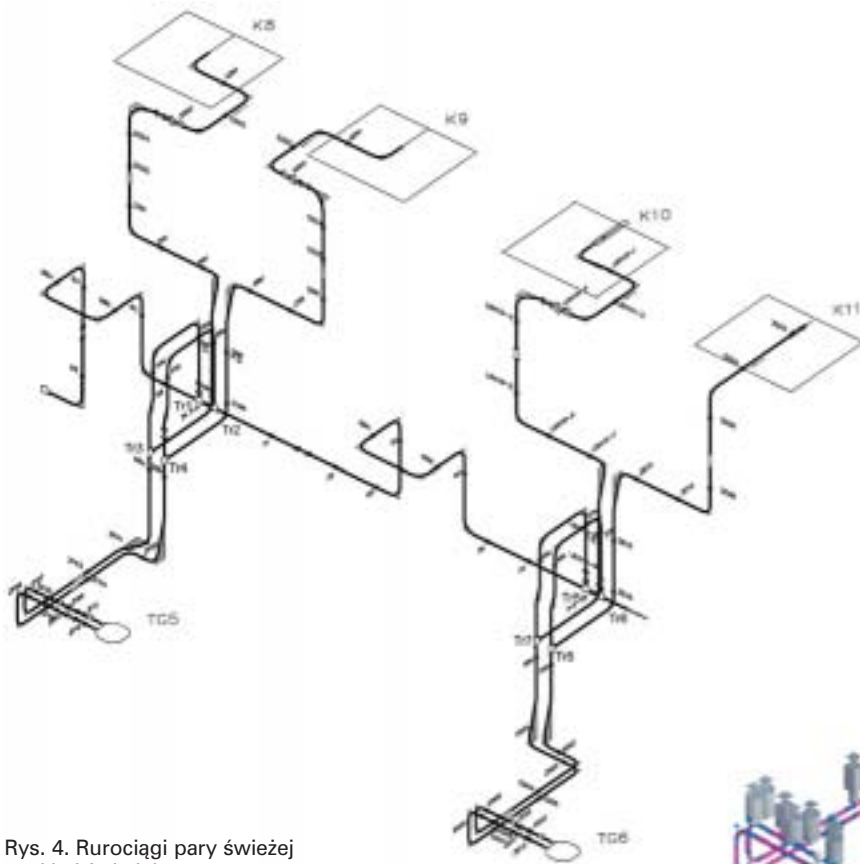
Przykłady konsekwencji wad projektowych

Badania magnetyczno-proszkowe trójnika typu „Y” (rys. 2) w pełni potwierdziły podejrzenia podjęte na podstawie analizy wyników obliczeń konstrukcyjnych.

Rys. 2. Przekroczone naprężenia dopuszczalne na rurociągu pary świeżej bloku 120 MW



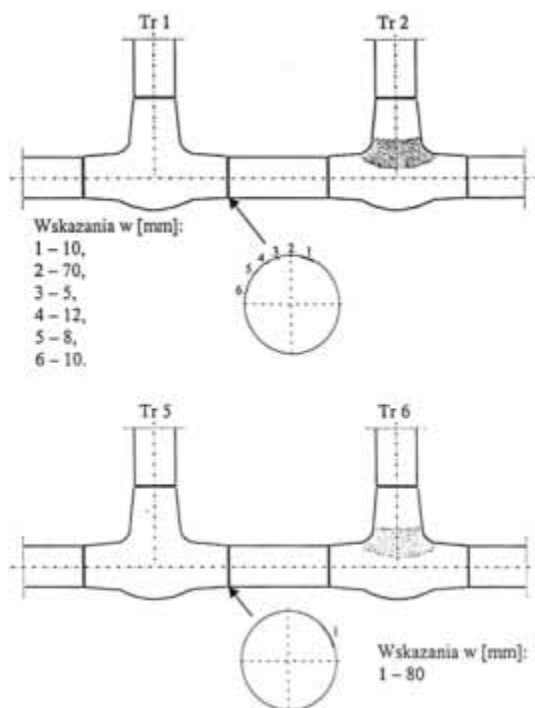
Rys. 3. Rozkład ilorazu naprężeń zredukowanych i naprężeń dopuszczalnych rurociągu pary świeżej bloku 120 MW po zmodernizowaniu systemu zamocowań [2]



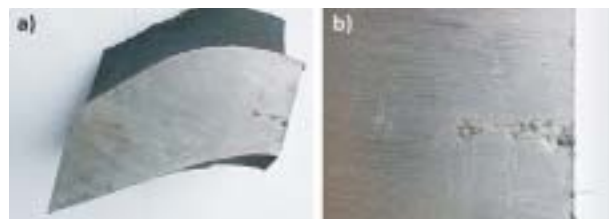
Rys. 4. Rurociągi pary świeżej w układzie kolektorowym – lokalizacja trójnika



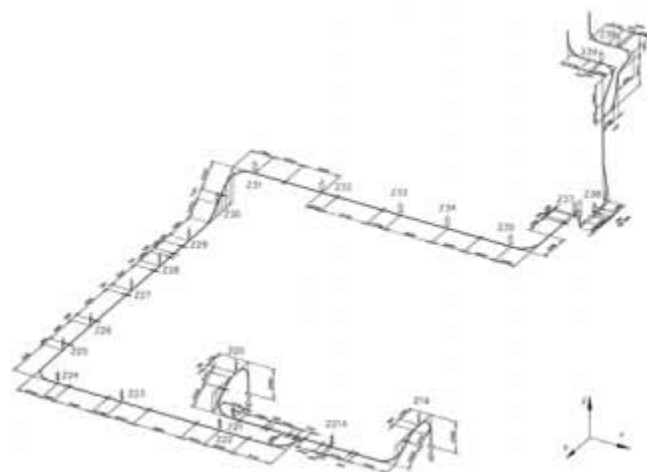
Rys. 6. Stosunek naprężeń zredukowanych do naprężeń dopuszczalnych po modernizacji zamocowań [4]



Rys. 5. Miejsca występowania wskazań na spoinach obwodowych trójniki-kolektor oraz wielkość i usytuowanie wskazań [3]



Rys. 7. Wada odlewnicza zalegająca w połowie grubości ścianki trójnika lanego – przekrój przez wadę: a) wzdłużny, b) poprzeczny



Rys. 8. Rurociąg wody zasilającej bloku 120 MW w rejonie pomp zasilających (P2)

Stwierdzono pęknięcie trójnika w siodle po zaledwie 113 260 h pracy. Zalecono wymienić trójnik na nowy, najlepiej kuto-spawany oraz zmianę systemu zamocowań, który pozwoli na obniżenie naprężeń zredukowanych do poziomu nieprzekraczającego 0,8 naprężeń dopuszczalnych (rys. 3).

Spiętrzenie naprężeń powyżej poziomu naprężeń dopuszczalnych było powodem pęknięć trójników, a ściślejsz obszarów w strefie wpływu ciepła (SWC) spoin obwodowych trójników i kolektora od strony trójników.

Na rysunku 4 pokazano lokalizację trójników, a na rysunku 5 usytuowanie i wielkość wskaźników.

Podobnie, jak dla rurociągu bloku 120 MW, tak i w tym układzie kolektorowym powodem przekroczenia naprężeń, oprócz znacznego zagęszczenia elementów „sztywnych”, był zły dobór zamocowań, tj. podparcie trójników podporą stałą. Likwidacja podpory stałej i zastąpienie jej dwoma zawieszonymi sprężynowymi zabudowanymi na rurociągach z kotłów (rys. 6) pozwoliło na zniwelowanie naprężeń zredukowanych do poziomu 0,91 naprężeń dopuszczalnych.

Eksplatacyjne i technologiczne powody uszkodzeń trójników

Dobrze zaprojektowany rurociąg to bardzo istotny element warunkujący bezpieczną eksploatację rurociągów, ale niestety niewystarczający. Na jednym z trójników rurociągów pary świeżej w układzie kolektorowym (rys. 1) wykryto wskazanie powierzchniowe. Naprawa przez szlifowanie do 95% pierwotnej grubości ścianki nie dała rezultatu pozytywnego, a wręcz przeciwnie, wskazania zajęły znacznie większą powierzchnię niż poprzednio. Zalecono wymienić trójnik 350/350/350 przed upływem dalszych 6000 h pracy. Po wymianie trójnika przeprowadzono badanie niszczące, które ujawniło wadę odlewniczą zalegającą prawie w połowie grubości ścianki trójnika (rys. 7) [5]. Także wada materiałowa była powodem uszkodzenia czwórnika na rurociągu pary świeżej [6].

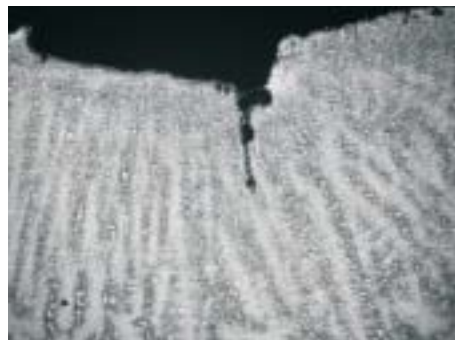
Pęknięcia występują także na kształtkach rurociągów wody zasilającej. Poziomy trójnik (rys. 8) został poddany badaniom ultradźwiękowym i w ich wyniku stwierdzono wskazania w rejonie dolnej tworzącej. Ponieważ wskazania były bardzo wyraźne, zdecydowano się na wymianę trójnika na nowy.

Badania niszczące w pełni potwierdziły wyniki badań ultradźwiękowych. Na powierzchni wewnętrznej trójnika „wyszły” dwie duże wady (rys. 9) nie licząc licznych pomniejszych [7].

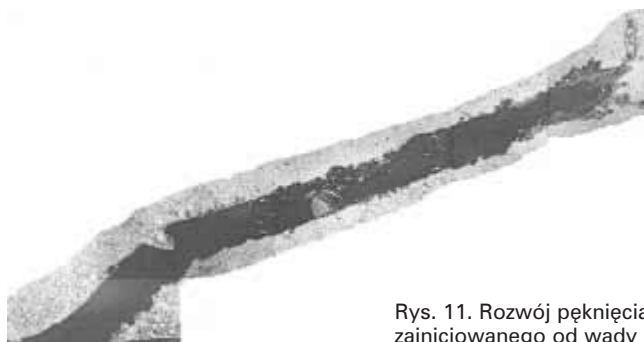
Analiza metalograficzna pozwoliła na pełne zobrazowanie wykrytych wad (rys. 10 i 11). Widać, że staliwo L20 na skutek swej dendrytycznej struktury, jest podatne na zmęczenie.



Rys. 9. Wybrane do analizy dwie wady na powierzchni wewnętrznej trójnika



Rys. 10. Pęknięcie widoczne na przekroju poprzecznym trójnika (pow. 4x), widoczny dendryt



Rys. 11. Rozwój pęknięcia zainicjowanego od wady I

Podsumowanie

Kształtki zmieniają w sposób skokowy sztywność rurociągów energetycznych. Dodatkowo w obszarze zmiany sztywności usytuowany jest karb technologiczny, jakim jest spoina obwodowa. Najlepszym sposobem na uniknięcie awarii rurociągów energetycznych spowodowanych uszkodzeniem kształtek jest optymalne projektowanie oraz profilaktyka, którą należy stosować w czasie eksploatacji rurociągów. Podczas projektowania zapobiegać uszkodzeniom kształtek można poprzez:

- właściwy dobór trasy i systemu zamocowań,
- stosowanie kształtek kuto-spawanych zamiast odlewnych.

W czasie eksploatacji rurociągi energetyczne powinny być objęte stałym nadzorem diagnostycznym, który poprzez kontrolę reakcji zamocowań w stanie zimnym i gorącym oraz poprzez kontrolę przemieszczeń cieplnych rurociągów daje możliwość szybkiej reakcji na wykryte nieprawidłowości. Optymalne (ze względu na czas i zakres) badania i pomiary diagnostyczne umożliwiają bardzo wczesne wykrycie nieciągłości materiałowych, co z jednej strony zapobiega awariom, a z drugiej umożliwia zaplanowanie czasu i zakresu remontów.

Literatura

- [1] Józwik T., Kaczenowski L.: Diagnostyka techniczna elementów rurociągów wysokoprężnych ze staliwa L21HMF. *Dozór Techniczny* 2009, nr 2
- [2] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 129.2082/2007
- [3] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 102.1633/2004
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 58.1866/2006
- [5] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 120.2244/2008
- [6] Brunné W.: Wyczerpanie trwałości materiału lanych czwórników wysokoprężnych rurociągów parowych. *Energetyka* 1999, nr 2
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 26.1985/2007

Wpływ jakości odkuwek na trwałość długo eksploatowanych wirników

Otworki centralne w odkuwkach przeznaczonych na wały wirników wykonuje się zawsze wtedy, gdy ze względów technologicznych nie można zapewnić odpowiedniej czystości metalurgicznej w tej części odkuwki. Otworki centralne mogą mieć jedną średnicę (rys. 1) lub być stopniowane (rys. 2). Wady metalurgiczne (pory, rzadzinny, jamy skurczowe) mają tendencję do gromadzenia się w pobliżu osi odkuwki.

Wykonanie otworu centralnego w osi odkuwki prowadzi do:

- wyeliminowania defektów technologicznych lub ich znaczącego ograniczenia,
- koncentracji naprężeń; naprężenia obwodowe na powierzchni otworu centralnego są dwukrotnie większe niż w tym samym miejscu wirnika pełnokutego.

Wykonanie otworu centralnego umożliwia jednak wykonanie badań diagnostycznych dla określenia stanu powierzchni otworu centralnego i jego warstwy przyściennej. W niektórych wersjach badań pozwala określić mapę wskaźną w całej objętości odkuwki.

Badania diagnostyczne otworu centralnego

Powierzchnia otworu centralnego może być miejscem generowania pęknięć ze względu na:

- koncentrację naprężeń,
- największe prawdopodobieństwo występowania wad materiałowych.

Przed przystąpieniem do badań diagnostycznych powierzchnia otworu centralnego musi być właściwie przygotowana. Powierzchnię przygotowuje się przez honowanie/szlifowanie lub przetoczenie.

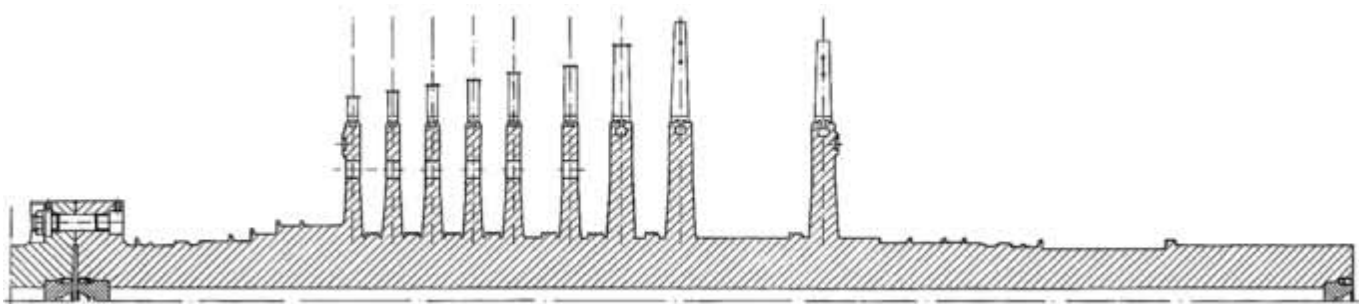
Badania diagnostyczne otworów centralnych powinny obejmować strefę najbardziej wyężoną (jest to ogólna zasada diagnostyki). Dla przypadku badania otworu centralnego jest to powierzchnia otworu centralnego i warstwa przyścienna.

Mniej istotne – z praktycznego punktu widzenia – jest poszukiwanie wskaźników w obszarach bardziej odległych od powierzchni otworu, są to bowiem miejsca niższych naprężeń i wyższej czystości odkuwki.

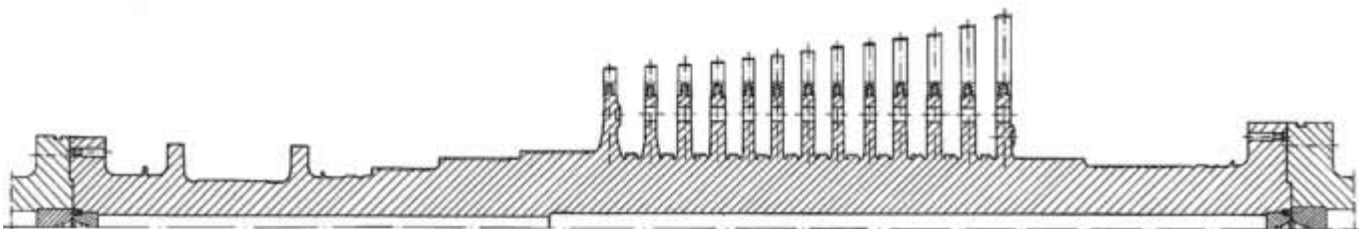
Badania wizualne

Badania wizualne, endoskopowe powierzchni otworu centralnego prowadzi się z dwóch powodów.

- Dla ustalenia czy stan powierzchni otworu centralnego umożliwia wykonanie badań. Nieusunięte ślady obróbki pierwotnej (rys. 3), pozostałości „przypalanego” oleju (rys. 4) lub inne nieprawidłowości powierzchni uniemożliwiają wykonanie wiarygodnych badań. Stwierdzone nieprawidłowości pokazane na rysunkach 5 – 8 powinny zostać usunięte przed przystąpieniem do badań.
- Dla ujawnienia nieciągłości powierzchniowych, w tym przede wszystkim tych o charakterze pęknięć.



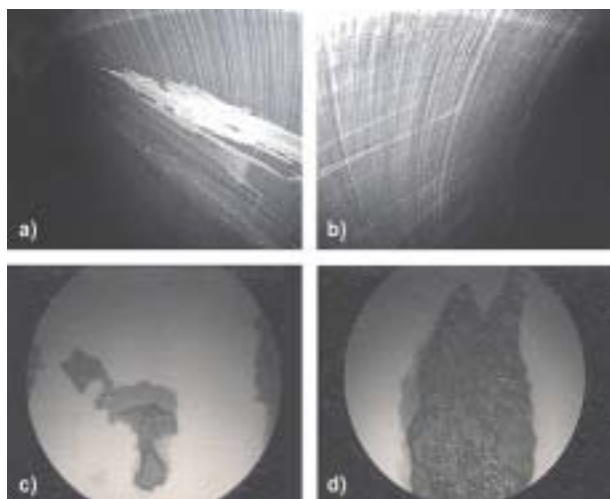
Rys. 1. Niestopniowany otwór centralny wirnika turbiny 55 MW



Rys. 2. Stopniowany otwór centralny wirnika turbiny 120 MW

Badanie wiropądowe

Badanie wiropądowe pozwala na wykrycie zarówno nieciągłości na powierzchni jak i w warstwie przyściennej otworu centralnego. Efektywna głębokość badania to max. 10 mm.



Rys. 3. Wady przygotowania otworu centralnego do badań:
a), b) – rysy obróbcze na powierzchni otworu
c), d) – spalony olej na powierzchni otworu

Wirniki w końcowym okresie wyczerpania trwałości

W ostatnim okresie, w ramach prowadzonych badań diagnostycznych, coraz częściej spotykamy wirniki, które wydają się dobiegać końca okresu wyczerpania trwałości. Dotyczy to zwłaszcza wirników turbin o mocy 25 MW i 50 MW, które były zainstalowane w Polsce w latach 1950 – 1960.

Najbardziej intensywnie eksploatowane wirniki turbin i generatorów przepracowały dotychczas ponad 330 000 godzin.

Prognozowanie dalszej bezpiecznej eksploatacji urządzeń energetycznych powinno w każdym przypadku być poprzedzone analizą historii eksploatacji.

Dotyczy to przede wszystkim badań diagnostycznych wałów wirników od strony otworu centralnego, które przepracowały > 200 000 godzin.

Ważne jest, aby ekspert stawiając prognozę mógł zinterpretować właściwie, w jaki sposób na wynik badania wpłynęła

historia eksploatacji, np. czy wskazania, które obserwuje na powierzchni otworu centralnego propagowały w ostatnim okresie (od badania do badania), czy obserwuje wskazania nowo powstałe. Jako przykład na rysunku 4 przedstawiono wyniki badań otworu centralnego w ciągu ośmiu lat.

Porównanie wyników badań dwóch wirników (ten sam typ turbiny)

Wirnik A

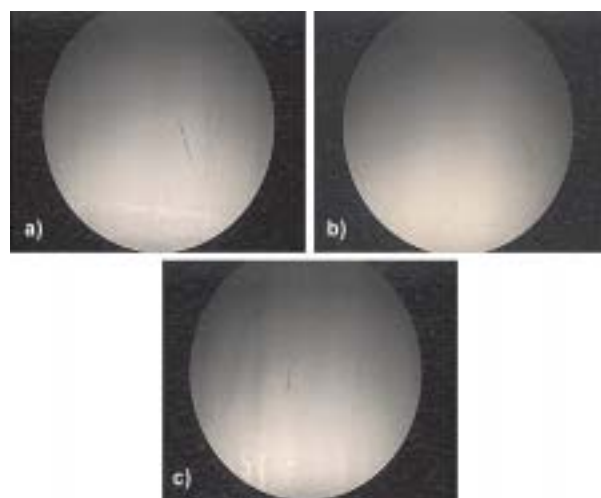
Wirnik przepracował > 320 000 godzin. Wyniki badań otworu centralnego były następujące.

Tabela 1

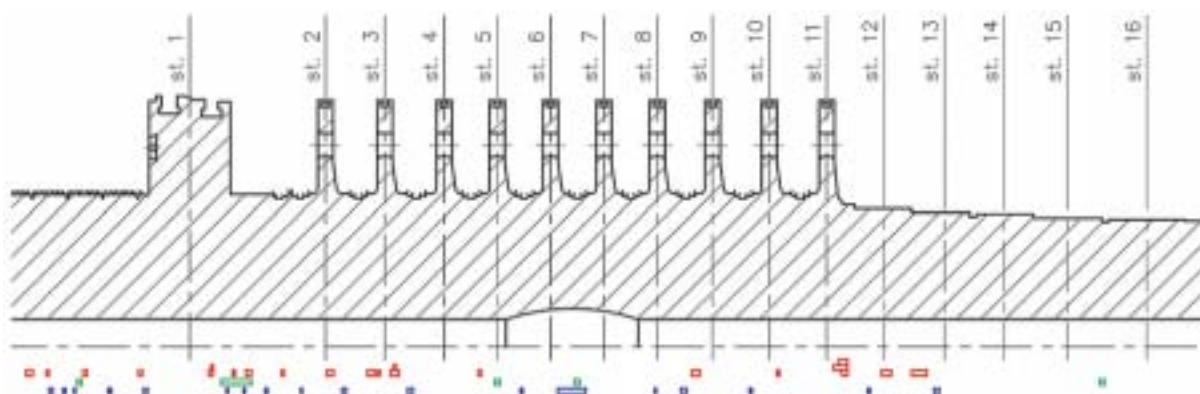
Wyniki badań wirnika A

Metoda badań	Obszar badań	Wynik badań
VTE	Powierzchnia otworu centralnego	24 wskazania o charakterze pęknięć o dł. 4 – 20 mm. Wady technologiczne
ET	Warstwa przyścienna otworu centralnego	9 wskazań o głębokości 0,5 – 1,0 mm

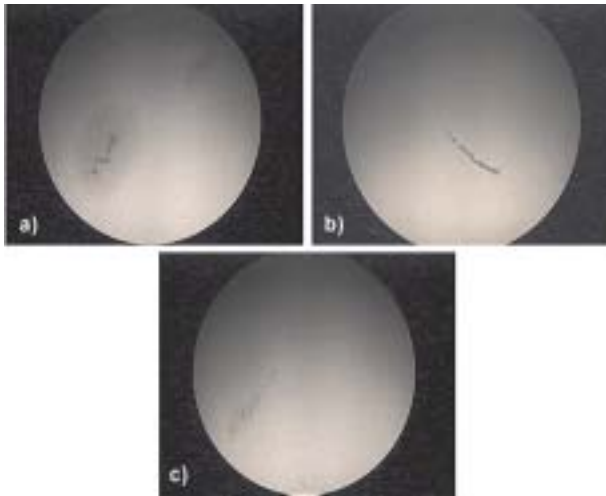
Przykłady wskazań z tabeli 1 przedstawiono na rysunkach 5 i 6.



Rys. 5. Wskazania o charakterze pęknięć na powierzchni otworu centralnego (a, b, c)



Rys. 4. Lokalizacja wskazań na powierzchni otworu centralnego
Wskazania ujawnione w 2008 Wskazania ujawnione w 2003 Wskazania ujawnione w 2001



Rys. 6. Wady hutnicze na powierzchni otworu centralnego (a, b, c)

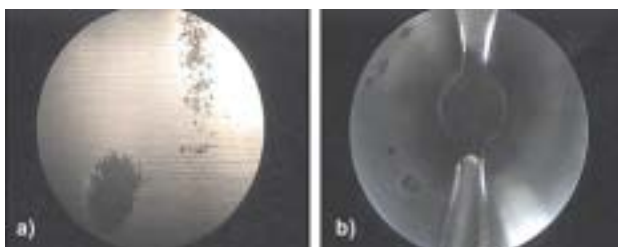
Wirnik B

Wirnik B pochodził z turbiny tego samego typu co wirnik A (turbiny pracują przy identycznych parametrach pary dolotowej u tego samego Użytkownika). Wirnik przepracował >260 000 godzin. Wyniki badań otworu centralnego były następujące.

Tabela 2
Wyniki badań wirnika B

Metoda badań	Obszar badań	Wynik badań
VTE	Powierzchnia otworu centralnego	Wady hutnicze. Brak wskazań o charakterze pęknięć
ET	Warstwa przyścienna otworu centralnego	Brak wskazań wymagających rejestracji

Przykłady wskazań z tabeli 2 przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Wady hutnicze na powierzchni otworu centralnego (a, b)

Ocena wirników w końcowym okresie resursu ich pracy

Dopuszczenie wirnika do dalszej eksploatacji, zwłaszcza takiego, który posiada pęknięcia o charakterze eksploatacyjnym, wymaga:

- szczegółowej analizy historii eksploatacji wirnika,
- analizy oczekiwań eksploatacyjnych użytkownika,
- odwołania się do dobrej wiedzy inżynierskiej, w tym przede wszystkim statystyki uszkodzeń wirników o podobnej historii pracy.

Jak to przedstawiono w niniejszym artykule możliwe jest dopuszczenie do dalszej eksploatacji wirnika, dla którego na powierzchni otworu centralnego stwierdzono wskazania o długości 4 – 20 mm. Oczywiście należy w takim wypadku określić, w jakich warunkach będzie to praca bezpieczna.

Wskazania wykryte na powierzchni otworu centralnego wirnika, opisane powyżej, należy monitorować (sprawdzać ewentualną kinetykę wzrostu) i w razie potrzeby weryfikować prognozę.

Ważną sprawą w tak skomplikowanym przypadku jest określenie kompromisu pomiędzy bezpieczną eksploatacją wirnika a częstością badań, którą Użytkownik jest w stanie zaakceptować jako „normalną” rewizję.

Podsumowanie i wnioski

1. Ze względu na stopień koncentracji naprężeń na powierzchni otworu centralnego obszar ten należy traktować jako potencjalne miejsce występowania pęknięć.
2. Jako obszar uprzywilejowanego występowania nieciągłości o charakterze pęknięć powierzchnia otworu centralnego oraz warstwa przyścienna powinny zostać objęte badaniami diagnostycznymi o odpowiedniej – dla indywidualnego przypadku – częstotliwości.
3. Badania diagnostyczne (po wcześniejszym właściwym przygotowaniu powierzchni do badań) powinny obejmować:
 - pomiary średnic(y) otworu,
 - badania wizualne-boroskopowe,
 - badania magnetyczno-proszkowe,
 - badania wiropływowe i/lub badania ultradźwiękowe.
4. Podstawowym warunkiem decydującym o wartości i użyteczności wyników badań wirników o zaawansowanym stopniu wyczerpania trwałości jest umiejętność interpretacji wyników badań, danych historycznych oraz posiadanie odpowiedniego doświadczenia.
5. Wykonywanie badań wg wyżej opisanej procedury i technologii jest całkowicie wystarczające dla zapewnienia bezpiecznej eksploatacji nawet bardzo długo eksploatowanych wirników o niskiej jakości metalurgicznej odkuwki.

Bezpieczna, możliwie najdłuższa eksploatacja, zależy w znacznie większym stopniu od racjonalnych kryteriów oceny wyników badań i historii eksploatacji niż od zastosowanej techniki pomiarowej.

Uwagi:

- a. Nie każda wada stwierdzona w odkuwce wirnika jest niebezpieczna z punktu widzenia jego dalszej bezpiecznej eksploatacji. Tylko wady o wymiarach większych od progowych mogą dalej się rozwijać przy określonym poziomie naprężeń.
- b. Wady poniżej progowych rozmiarów nie powinny być rejestrowane, gdyż wynik badania czynią mniej przejrzystym i w efekcie utrudniają ich analizę. W tym kontekście wymagane, aby poszukiwać w odkuwkach wałów wskazań o wymiarach rzędu 0,2 mm należy uznać za pozamerytoryczne.
- c. Metody obliczeniowe do oceny stanu odkuwek na wały wirników należy stosować wyjątkowo rozważnie, z uwagi na brak lub ograniczoną przydatność wielu danych materiałowych koniecznych do takiej analizy.

