

Jerzy Trzecznyński

Diagnostyka materiałowa *on-line* urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

Diagnozowanie, w czasie rzeczywistym, urządzeń technologicznie zaawansowanych (lotnictwo, energetyka, motoryzacja) stało się faktem wiele lat temu. W energetyce diagnostyka tego typu kojarzy się prawie zawsze z diagnostyką maszyn wirnikowych oraz diagnostyką termodynamiczną. Diagnostyka materiałowa pojawia się w ograniczonym stopniu jako problem towarzyszący projektom związanym z kontrolą eksploatacji, ale nigdy dotąd, przynajmniej w polskiej energetyce, nie została wdrożona w stopniu istotnie wpływającym na strategię utrzymania urządzeń ciepłno-mechanicznych.

Coraz lepsze i tańsze systemy pomiarowo-rejestrujące, olbrzymia ilość informacji gromadzona w hurtowniach danych centralnych systemów informatycznych elektrowni nie przekłada się na korzyści, których można by oczekiwać. Ilość nie chce przejść w jakość.

Co to jest diagnostyka materiałowa?

Diagnostyka materiałowa to dziedzina diagnostyki technicznej, która zajmuje się oceną stanu technicznego urządzenia (elementu) z punktu widzenia stanu materiału.

Z definicji tej wynikają następujące konsekwencje:

- badania i pomiary to tylko fragment diagnostyki – bez interpretacji wyników badań oraz innych czynności (np. obliczeń) nie ma oceny stanu technicznego ... i nie ma diagnostyki,
- stan techniczny urządzenia oznacza zarówno wiedzę dotyczącą jego przydatności do bieżącej eksploatacji jak również prognozę trwałości (żywności),
- zakres przydatności oceny stanu (diagnozy) i prognozy zależy od zakresu rozumienia określenia „stan materiału” – im więcej czynników wykorzystywanych do opisu „stanu materiału” tym mniejszy błąd diagnozy i prognozy, a więc tym większa ich użyteczność,
- „stan materiału” to cecha o charakterze dynamicznym, podlega zmianom w zależności od warunków pracy materiału (metal).

Codzienna praktyka diagnostyczna świadczy, że poprawne rozumienie istoty diagnostyki i korzyści, jakich można od niej oczekiwać, nie występuje powszechnie. Dla jednych badania to to samo co diagnostyka, dla innych diagnostykę stanowi kontrola jakości naprawy wykonanej przez firmę remontową, jeszcze inni uważają, że to czynność zbędna, na którą nie mają środków, które muszą przeznaczyć na remont, ... na który też brakuje im środków. Ostatnia grupa poglądów jest szczególnie „wyrafinowana”, bo zakłada, że można wyremontować urządzenie, tj. odtworzyć jego stan techniczny ... bez znajomości jego stanu technicznego.

Diagnostyka *on-line* – potrzeba czy fanaberia?

Jeśli przyjąć, że stan materiału – na podstawie którego staramy się ocenić stan elementów urządzenia – podlega zmianom w czasie to badania materiałowe oraz opracowaną na ich podstawie diagnozę i prognozę należy traktować wyłącznie jako „fotografię” stanu w danym momencie, jako klatkę z filmu pt. „historia pracy elementu”. Zapis w raporcie z badań i oceny stanu, że prognoza trwałości wynosi 100 tys. godzin może być prawdziwy zarówno przez 100 tys. godzin jak i przez miesiąc, a nawet krócej. W takim przypadku nawet badania kontrolne dla weryfikacji prognozy, np. po 30 tys. godzin pracy, mogą okazać się wykonane zbyt późno.

Remedium na tę sytuację może być monitorowanie tych parametrów pracy, które bezpośrednio wpływają na aktualność prognozy oraz jej weryfikacja wtedy, gdy te parametry nie są dotrzymywane. Zadanie całkowicie wykonalne, tylko do czego potrzebne? Od ca 20 lat (w krajowej energetyce) mówi się o korzyściach wynikających z remontów warunkowych (*condition based maintenance*), tj. chciałoby się uzależnić termin i zakres remontu od rzeczywistego stanu technicznego urządzenia. Praktycznie nie zrobiono prawie nic, aby takie oczekiwanie zrealizować. Jeśli przyjąć, że termin i zakres remontu wiąże się z wielkością budżetu i czasem jego wykorzystania, to może problemy ze zbyt niskimi środkami na utrzymanie stanu technicznego urządzeń też mają tutaj swoje źródło?

Diagnostyka materiałowa, dlaczego *on-line*?

Jeśli procesy degradacji materiału, zmiany jego stanu zachodzą powoli czy nawet bardzo powoli, to skąd pomysł o potrzebie ciągłej analizy danych? Dlaczego badania wykonywane raz na 30–50 tys. godzin mogą okazać się niewystarczające?

Doświadczenia eksploatacyjne urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni wskazują, że z kilku względów podejście *on-line* do diagnostyki materiałowej ma sens:

- warunki pracy urządzeń mogą podlegać często dużym zmianom, a eksploatacji mogą towarzyszyć błędy,
- powolnym – na ogół – procesom degradacji materiału towarzyszą bardzo często procesy szybkozmienne (drżania, termoszoki, zmęczenie cieplne zarówno typu niskocyklowego, jak i wöhlerowskiego),
- strategię utrzymania oparte na aktualnym stanie technicznym czy analizie ryzyka powinny wykorzystywać wiedzę z monitorowania warunków pracy urządzenia,
- praca urządzeń w ostatniej fazie ich resursu będzie wymagała ich wzmoczonego diagnostycznego nadzoru, zwłaszcza gdy zajdzie potrzeba maksymalnego wykorzystania zapasu trwałości z jednoczesnym zapewnieniem rozsądnego poziomu ryzyka,
- gdy zajdzie potrzeba ilościowego kojarzenia efektów pracy przy najwyższych taryfach z nieuniknionymi stratami po stronie szybszego wyczerpania trwałości.

Co można obliczyć, czyli o niektórych problemach diagnozowania w czasie rzeczywistym?

Stan techniczny elementów turbin (wały wirników i kadłuby turbin, komory zaworowe) oraz kotłów (walczaki, komory przegrzewaczy pary) usiłuje się oceniać (w krajowej energetyce) w trybie zbliżonym do *on-line* od ponad 30 lat. Wyników nie publikuje się przesadnie często, może dlatego, że są raczej skromne. Na nieadekwatność rezultatów do włożonego wysiłku składa się kilka czynników:

- strategię utrzymania urządzeń w polskich elektrowniach nie były, i dalej nie są, wystarczająco mocno powiązane z wiedzą o aktualnym stanie technicznym urządzeń,
- tylko niektórzy z ich twórców znali na tyle dobrze historię i specyfikę eksploatacji urządzeń, aby związek rezultatów analizy z rzeczywistością był akceptowalny z praktycznego punktu widzenia,
- zastosowane algorytmy były zbyt uproszczone, na ogół sprowadzały się do analizy stanu naprężeń – odkształceń i prostego sumowania uszkodzeń; sumaryczny błąd modelowania geometrii elementu, materiału, warunków pracy oraz mechanizmu powstawania uszkodzeń był nie tylko bardzo duży ... ale w rzeczywistości nawet trudny do oszacowania,
- nie próbowano integrować wiedzy z diagnostyki remontowej i monitorowania warunków eksploatacji chyba jednego z podstawowych warunków sukcesu w zakresie ograniczenia błędów prognozy.

Wcześniejsze koncepcje pomijały, dodatkowo, bardzo ważną okoliczność, że wiele istotnych dla trwałości elementów urządzeń czynników jest, praktycznie rzecz biorąc, „niepoliczalna”. Do nich należy wpływ środowiska chemicznego, obecność termoszoków oraz wpływ technologii wykonania np. wad odlewniczych kadłu-

bów turbin i komór zaworowych, które odpowiadają za znaczną część wykrywanych uszkodzeń.

Kontrola eksploatacji a analiza warunków pracy urządzenia

Panuje, mocno rozpowszechniony pogląd, że nie tylko diagnostyka materiałowa realizowana jest w przybliżeniu poprawnie, ale także warunki pracy urządzeń ciepłno-mechanicznych są analizowane i prawidłowo i systematycznie. Jeśli głosi się takie poglądy to na ogół związane jest to z brakiem rozróżnienia pomiędzy kontrolą pracy operatora a analizą skutków jego działania.

W systemach zarządzania stanem technicznym urządzenia, jego trwałością (*life management*) chodzi o to, aby rzeczywiste warunki pracy metalu (nie tylko stan naprężeń – odkształceń i temperatury) powiązać ze zmianą jego własności lub/i geometrii elementu. Błędy operatora kończące się awaryjnym postojem urządzenia to najprostsze przypadki monitorowania stanu (podczas postoju można dokładnie zbadać przyczynę i określić skutek zakłócenia). Najbardziej użyteczna jest poprawna analiza tych przekroczeń, które wprawdzie nie kończą się bezpośrednio stanem awaryjnym, ale które istotnie wpływają na żywotność elementu przyspieszając konieczność jego naprawy lub wymiany.

Zmiana stanu technicznego urządzenia to proces ciągły

Konsekwencją tego skądinąd oczywistego stwierdzenia jest to, że znając stan urządzenia (elementu) w dowolnej chwili można się zarówno ustrzec przed awarią oddziałując odpowiednio na system zabezpieczeń, jak również podejmować decyzje serwisowe (przeglądy, remonty) w czasie i zakresie uwarunkowanym potrzebą, a nie intuicją (dobrze, jeśli opartą na prawdziwym doświadczeniu).

W przypadku stosowania diagnostyki czasu rzeczywistego postój urządzenia jest nie tylko czasem, w którym trzeba wykonać zaplanowane, poparte systemową prognozą czynności remontowe, ale także wykonać pomiary i badania po to, aby:

- a) lepiej zinterpretować informacje generowane przez system diagnostyczny (diagnostyka wibracyjna i termodynamiczna),
- b) określić stan techniczny i prognozę na podstawie pomiarów i badań (diagnostyka materiałowa).

Oznacza to, że badania podczas postojów powinny ściśle wynikać z potrzeb i być logicznie powiązane zarówno z historią pracy jak i wcześniej określoną prognozą. Bardzo często spotykanym w praktyce niezrozumieniem istoty diagnostyki jest:

- wykonywanie badań bez związku z wcześniej określoną prognozą,
- wykonywanie niestandardowych badań, których wyników nie da się prosto albo w ogóle powiązać z wynikami badań wykonanymi wcześniej,
- częste zmienianie wykonawcy badań, m.in. wg zasady, kto szybciej i taniej.

Diagnostyka materiałowa wykonywana systemowo w sposób ciągły

Określenie *on-line* dla możliwości wykonywania w takim trybie diagnostyki materiałowej wymaga komentarza. Procesy degrada-

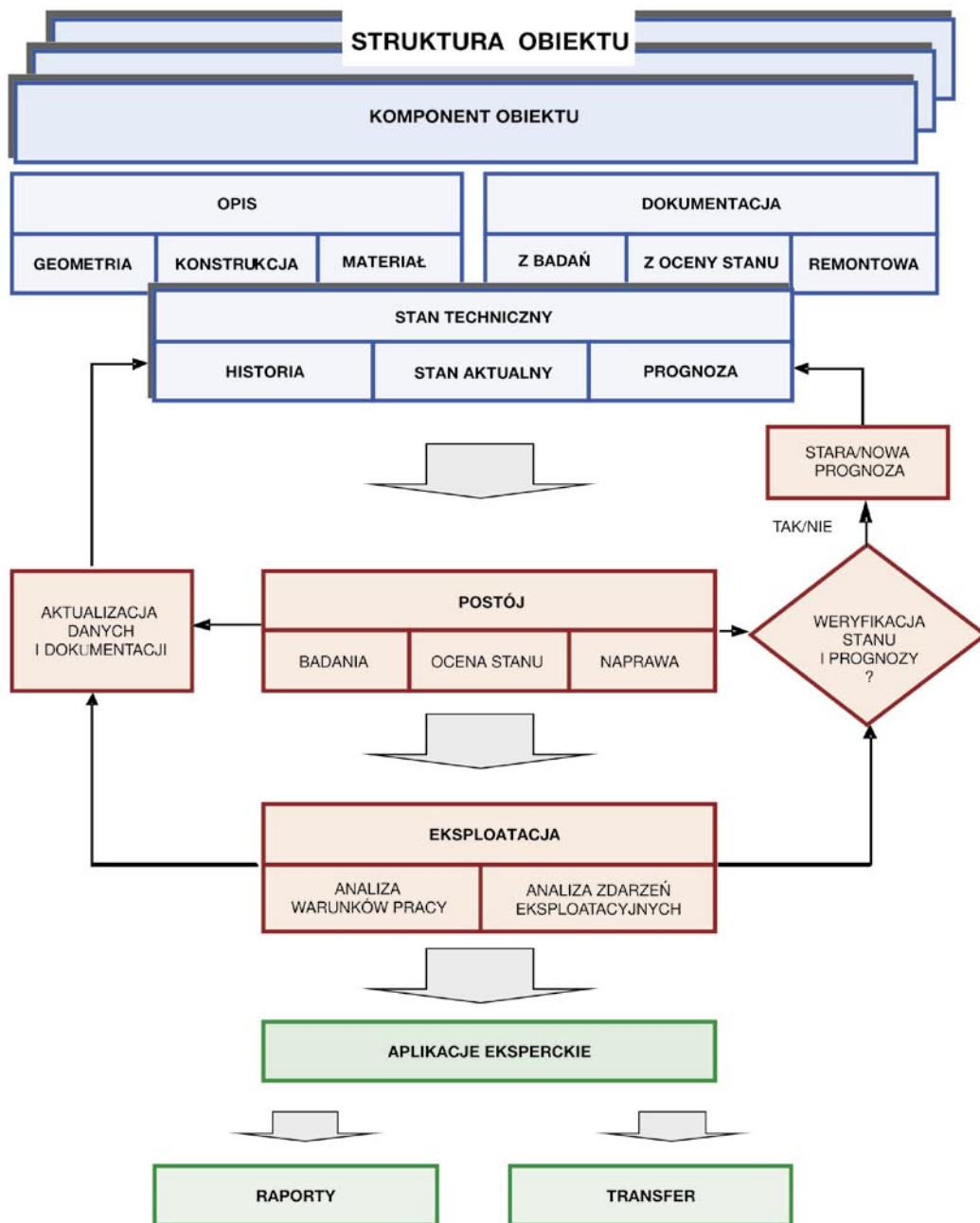
cji materiałów podczas eksploatacji zachodzą w sposób powolny. Powstawanie uszkodzeń mogą przyspieszać błędy eksploatacyjne i wady technologiczne. Wpływ tych obydwu czynników jest na ogół niepoliczalny. Ich obecność i skutki można określić wyłącznie przy pomocy badań podczas postoju urządzenia. Wtedy także można całkowicie usunąć lub ograniczyć oddziaływanie błędów konstrukcyjnego i innych niesprawności będących przyczynami uszkodzeń nagłych, a jednocześnie, w sensie obliczeniowym, nieprzeiwdywalnych.

Jeśli procesy uszkodzeń w materiale zachodzą w sposób powolny to po co je *on-line* monitorować? Jaka z tego może być korzyść?

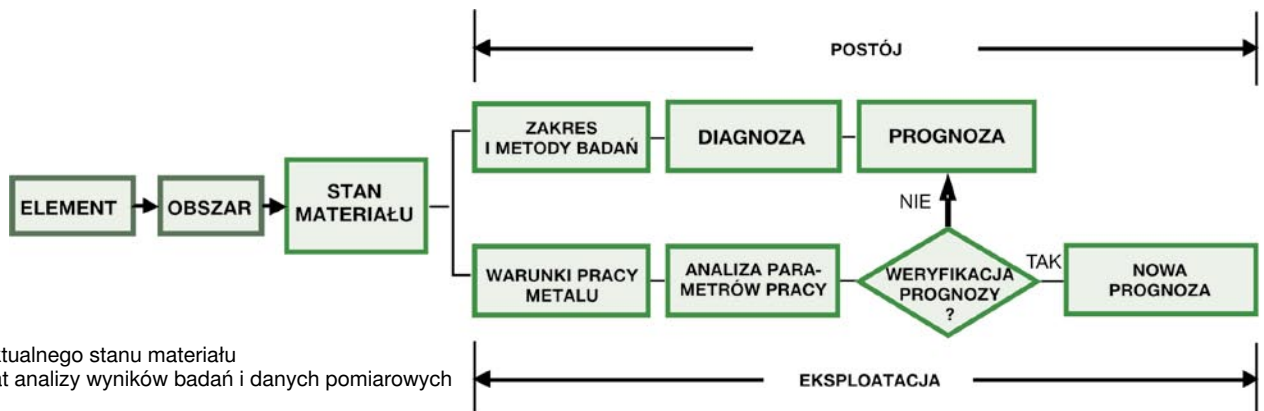
Monitorowanie stanu materiału i na tej podstawie stanu urządzenia (jego komponentów) w sposób ciągły wymaga zorganizowania diagnostyki w sposób systemowy [1–7] (rys. 1–3). To pierwsza korzyść, bo tylko tak zorganizowana diagnostyka może być rzeczywistym elementem systemu utrzymania elektrowni.

Diagnostyka materiałowa wykonywana w wyżej opisany sposób może przynieść dalsze korzyści:

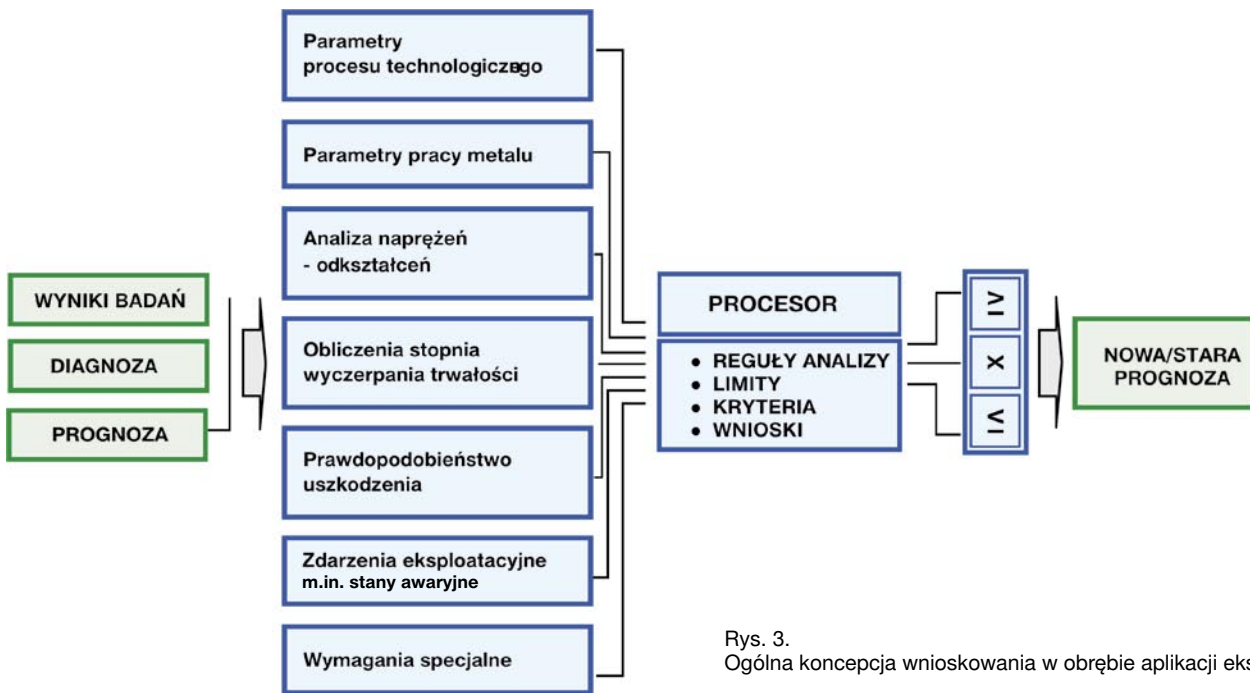
- może zobiektywizować, odpersonalizować diagnozowanie, co oznacza m.in. możliwość zorganizowania w elektrowni (organizacji energetycznej) jednego systemu diagnostycznego zamiast, jak się spotyka obecnie: diagnostyki kotła, turbiny, rurociągów, wymienników ciepła, etc – i wielu charyzmatycznych specjalistów zajmujących się diagnostyką tyle odrębnych podejść do diagnostyki,
- może zmniejszyć pracochłonność poprzez zautomatyzowanie procesów:
 - zbierania danych,
 - transferu i archiwizacji wyników,
- może zapewnić dostępność wyników dla szerokiej grupy zainteresowanych i podnosić komfort ich pracy,
- może spełnić wymaganie integracji z systemami klasy ERP (*Enterprise Resource Programms*).



Rys. 1. Ogólna koncepcja systemu diagnostyki materiałowej realizowanego w sposób ciągły (*on-line*)



Rys. 2.
Ocena aktualnego stanu materiału
– schemat analizy wyników badań i danych pomiarowych



Rys. 3.
Ogólna koncepcja wnioskowania w obrębie aplikacji eksperckich

Czy przedstawiony system diagnostyczny da się w praktyce zorganizować?

Działający w trybie *on-line* system diagnostyki materiałowej jest wykonalny w warunkach polskiej energetyki. W wersji wspomagającej pracę wydziału zarządzania majątkiem wymaga rozwiązania niewielu problemów technicznych (na blokach ≥ 120 MW i blokach – urządzeniach – nowych) oraz dwóch o znaczeniu strategicznym:

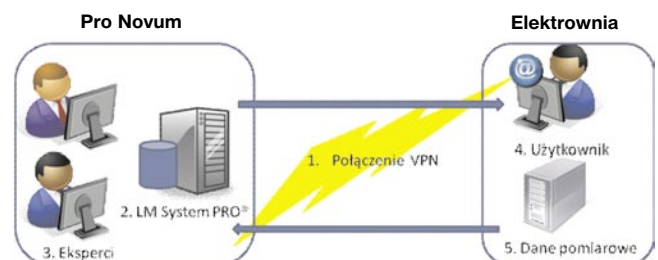
- zarządzanie stanem technicznym majątku produkcyjnego powinno mieć taką samą rangę jak zarządzanie pozostałymi dziedzinami biznesu elektrowni objętymi standardami ERP,
- w ramach organizacji energetycznych musi nastąpić rzeczywista integracja w zakresie zarządzania majątkiem produkcyjnym.

Na blokach (urządzeniach) nowo budowanych wystarczy pamiętać podczas negocjowania warunków ich budowy o odpowiednim zakresie opomiarowania i technologii rejestracji danych. Na urządzeniach długo eksploatowanych (z perspektywą dalszej pracy przez ponad 60–70 tys. godzin) należy uzupełnić niektóre pomiary, wyegzekwować odpowiednie metody, zakresy i formę (elektroniczną) prezentacji wyników badań oraz dokumentacji poremontowych u ich wykonawców.

Tam diagnostyka, gdzie informacje i eksperci

Jedną z możliwości, jaką stwarza zorganizowanie diagnostyki jako logicznego procesu zapewniającego:

- pełną historię eksploatacji obiektu,
- dostęp do istotnych informacji o warunkach pracy, jest możliwość wykonywania jej „z dowolnego miejsca”, zakładając oczywiście, że:
 - zakres i metody badań są zdeterminowane przez System,
 - wyniki badań wraz z dokumentacją badań są odpowiednio rejestrowane i archiwizowane.



Rys. 4. Wspieranie eksperckie w zakresie monitorowania stanu technicznego urządzeń z wykorzystaniem formuły *outsourcingu*

W sposób symboliczny taką – zrealizowaną w praktyce [8] – koncepcję przedstawiono na rysunku 4, gdzie:

- 1) do połączenia pomiędzy elektrownią i *Pro Novum* wykorzystano sieć Internet; zabezpieczono je szyfrowym kanałem VPN z odpowiednimi mechanizmami uwierzytelniania;
- 2) LM System PRO® [3] w *Pro Novum* – system informatyczny składający się z oprogramowania, baz danych, serwisów monitorujących – zapewnia rozwiązywanie typowych lub zgłoszonych (w trybie jak w p. 1) problemów na podstawie aktualnych danych techniczno-eksploatacyjnych;
- 3) eksperci – to specjaliści w dziedzinie diagnostyki i technologii remontowych;
- 4) LM System PRO® w elektrowni – część Systemu zainstalowana w elektrowni na dedykowanym serwerze dostarczonej przez *Pro Novum* (sprzęt i oprogramowanie);
- 5) dane techniczno-eksploatacyjne: wybrane przez ekspertów *Pro Novum* informacje o warunkach pracy urządzeń (oraz wynikach badań) udostępnione w sposób umożliwiający regularne pobieranie ich przez serwer LM System PRO® (część Systemu zainstalowana w elektrowni) i zarejestrowane w bazie danych (MS SQL, Oracle, Interbase);
- 6) użytkownicy – to posiadający uprawnienia nadane przez administratora Systemu specjaliści elektrowni.

Podsumowanie i wnioski

Stan wiedzy w zakresie modelowania procesów prowadzących do uszkodzeń urządzeń ciepłno-mechanicznych, poziom techniczny systemów pomiarowo-rejestrujących ich parametry pracy oraz wielkie – i nadal szybko rosnące – możliwości technologii informatycznych stworzyły warunki, aby diagnostyka techniczna urządzeń ciepłno-mechanicznych mogła być realizowana w czasie rzeczywistym. W trybie *on-line* można wykonywać także diagnostykę materiałową. Korzyści może być wiele, wśród nich na szczególną uwagę zasługują:

- nadanie diagnostyce w elektrowniach formy logicznego, zo-biektywizowanego procesu,
- stworzenie realnych możliwości wdrożenia nowoczesnych strategii technicznego utrzymania urządzeń,

- stworzenie koniecznych warunków dla zarządzania systemem technicznym urządzeń w sposób pozwalający na rzeczywistą integrację z systemami klasy ERP.

Diagnostyka materiałowa zajmuje się procesami degradacji materiału i powstawania uszkodzeń, które teoretycznie zachodzą powoli, część zjawisk, które do tego prowadzą ma jednak charakter szybkozmienny, a nawet nagły. Wdrożenie profesjonalnego systemu diagnostycznego, niekoniecznie działającego w czasie rzeczywistym, wymaga odpowiedniej integracji diagnostyki remontowej i monitorowania warunków pracy. Stwarza to stosunkowo proste i mało kosztowne problemy techniczne oraz, bardzo często nie do pokonania, problemy organizacyjne.

W krajowej energetyce systemowo zorganizowaną diagnostyką – oraz nowoczesnym, zoptymalizowanym *maintenance'm* powinny zostać objęte bloki energetyczne, których planowany, sumaryczny czas eksploatacji może przekroczyć 300 000 godzin, oraz urządzenia nowe lub niedawno wybudowane.

Wiedza z odpowiednio wykonywanej diagnostyki potrzebna jest zarówno serwisom fabrycznym dostawców urządzeń jak i centrum zarządzania elektrowni (lub grupy elektrowni).

Problemy organizacyjne – stanowiące dzisiaj największą barierę dla wdrożenia nowoczesnego, efektywnego *maintenance'u* można rozwiązać lub złagodzić przyjmując formułę *outsourcingu* realizowanego przez zewnętrzne instytucje zatrudniające specjalistów (ekspertów) o odpowiednich kwalifikacjach.

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część I. Turbiny. Biuro Gamma. Warszawa 1998
- [2] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część II. Kotły i rurociągi. Biuro Gamma. Warszawa 1999
- [3] Trzeszczyński J.: Kiedy diagnostyka przynosi korzyści? *Energetyka* 2007, nr 12. Biuletyn *Pro Novum* nr 3/2007
- [4] Żółtowski B., Cempiel C.: Inżynieria diagnostyki maszyn. PTDT. 2004
- [5] Krzyżanowski J. A., Głuch J.: Diagnostyka ciepłno-przepływowa obiektów energetycznych. Wydawnictwo IMP PAN, 2004
- [6] Sturm F.A.: Efficient Operations. Intelligent Diagnosis and Maintenance. *VGB Power Tech.* 2003
- [7] Georg E.W., Sturm F.A.: The Environment for Plant Management, Monitoring and Maintenance. *VGB Power Tech.* 9/2003
- [8] Sprawozdanie *Pro Novum* LM/1522/01/2008

Jerzy Dobosiewicz, Ewa Zbroińska-Szczechura

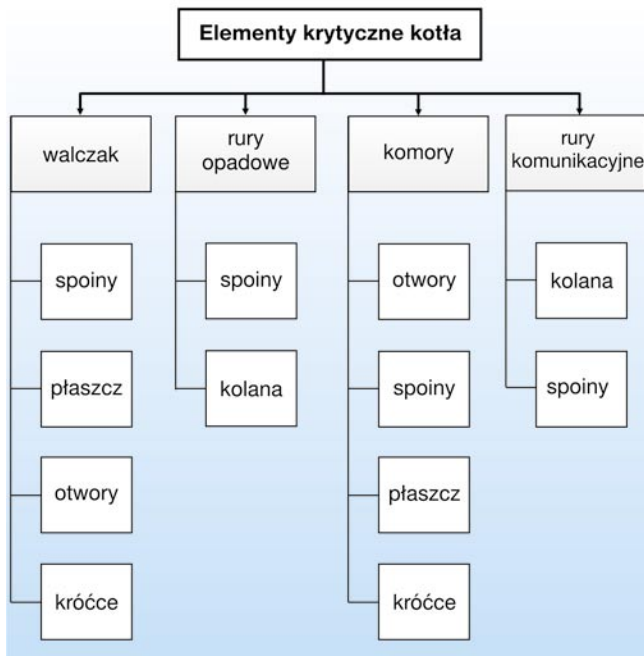
Ocena trwałości komór przegrzewaczy kotłów parowych pracujących w warunkach pełzania

Zadaniem służb utrzymania jest zapewnienie niezawodnej pracy urządzenia przy ograniczonych nakładach z uwzględnieniem wytycznych zapewniających stałą kontrolę urządzeń lub jego części, w celu zapewnienia ciągłości pracy i obniżenia do minimum ryzyka nieprzewidzianych postojów.

Ocenie ryzyka (prawdopodobieństwa powstania uszkodzenia) można poddawać kompletne urządzenia lub poszczególne jego elementy.

Najczęściej ocenie poddaje się elementy krytyczne, czyli takie, których uszkodzenie może przynieść duże straty, spowodować zniszczenie sąsiednich elementów lub których wymiana czy naprawa wyłącza z eksploatacji na dłuższy okres całe urządzenie (rys. 1).

Czynności utrzymania powinny być tak planowane, aby między dwoma kapitalnymi remontami w ciągu dowolnie długiego okresu, ryzyko wystąpienia uszkodzeń było możliwie najmniejsze.



Rys. 1. Elementy krytyczne kotła

Do najbardziej krytycznych elementów kotła należą komory (zbiorniki pary), a pośród nich najczęściej ulegają uszkodzeniu wylotowe komory przegrzewaczy pary świeżej i wtórnie przegrzanej.

Warunki pracy komór

Podstawowymi naprężeniami panującymi w ściankach komór przegrzewaczy kotłów parowych są naprężenia wywołane działaniem ciśnienia wewnętrznego. Grubość ścianki komór jest określana według przewidywanej wartości tych naprężeń.

Pod wpływem ciśnienia w ściance rury powstają naprężenia obwodowe, osiowe i promieniowe. Z analizy naprężeń wynika, że ze względu na działanie ciśnienia wewnętrznego uszkodzenia komór powinny mieć charakter pęknięć podłużnych biorących początek na powierzchni wewnętrznej.

W eksploatacji urządzenia /elementu można wyróżnić trzy charakterystyczne okresy:

- początkowy,
- normalnej eksploatacji
- postępującego starzenia (zużycie).

Okres początkowy eksploatacji, czasami zwany okresem „oswajania”, charakteryzuje się zwiększoną częstością występowania uszkodzeń na skutek m.in. błędów eksploatacji (rozruch i techniczne szkolenie obsługi nowego urządzenia) bądź niesprawdzonych rozwiązań konstrukcyjnych oraz technologicznych. Po pierwszym okresie, stosunkowo krótkim, następuje okres stabilnej eksploatacji aż do chwili przejścia urządzenia / elementu w stan postępującego zużycia (rys. 2).

Niezawodny czas pracy elementów krytycznych zależy od warunków eksploatacji, a tym samym od zachodzących w metalu procesów niszczenia, do których najczęściej należą:

- pęczanie,
- zmęczenie korozyjne,



Rys. 2. Teoretyczna zależność liczby uszkodzeń kotłów od czasu pracy

- erozja i korozja,
- zmiany własności metalu (starzenie),
- pękanie kruche.

Procesy te powodują powstawanie w metalu odkształceń, ubytków oraz pęknięć (pełzaniowych, zmęczeniowych, korozyjnych).

Komory kotłów ulegają zwykle uszkodzeniom mającym postać powierzchniowych nieciągłości aż do nieszczelności włącznie.

Uszkodzenia można podzielić (z uwagi na zakres ewentualnej naprawy) na trzy grupy:

- wymagające wymiany elementu (komory) lub jej części (10% ogólnej liczby uszkodzeń),
- wymagające natychmiastowej naprawy (40%),
- naprawiane podczas najbliższego postoju lub planowanego remontu urządzenia (50%).

Większość uszkodzeń komór (90%) wykrywa się podczas badań diagnostycznych, pozostałe to uszkodzenia, które powodują nieplanowany postój wywołany nieszczelnością. Przeważająca liczba nieszczelności wywołana jest pęknięciami:

- krawędzi i tworzących otworów oraz mostków międzyotworowych,
- spoin pachwinowych króćców,
- spoin obwodowych oraz denek.

Do uszkodzenia może dojść wskutek:

- cyklicznie nagromadzonego odkształcenia w przestrzeniach naruszenia geometrycznej ciągłości w wyniku sumowania się naprężeń zmiennych i stałych (najczęściej cieplnych); zniszczenia w postaci pęknięć występują na krawędziach otworów i na mostkach międzyotworowych osiowych (najdłuższe są ułożone najczęściej równoległe do głównej osi komory); w komorach grubościennych pęknięcia mogą występować również na mostkach obwodowych, gdy grubość – długość mostków jest znikoma;
- cyklicznie nagromadzonego znacznego odkształcenia na wewnętrznych krawędziach otworów w wyniku działania znacznych naprężeń cieplnych (termosok); zniszczenia mają charakter pęknięć promieniowych (tzw. Stoneczka) poszerzonych wskutek korozyjnego działania czynnika;
- cyklicznego nadmiernego odkształcenia sprężystego lub plastycznego przekraczającego granicę odkształcalności materiału wskutek działania momentu zginającego powstałego z powodu niemożliwości kompensacji wydłużeń cieplnych wężownic

i rurociągów; zniszczenia mają charakter pęknięć obwodowych rozwijających się na powierzchni wewnętrznej i ujawniają się w postaci nieszczelności w okolicy spoiny króćców.

Wszystkie wymienione uszkodzenia są pogłębiane procesami korozyjnymi wynikającymi z agresywnego działania czynnika (woda lub para) i mają charakter zmęczenia korozyjnego:

- **nierównomiernych ubytków grubości ścianki** spowodowanych korozją od powierzchni wewnętrznej (nieodpowiednia jakość czynnika lub brak konserwacji podczas postoju); proces ten zachodzi również od strony zewnętrznej w miejscach gdzie gromadzi się popiół i w przypadku jednoczesnego działania wilgoci daje agresywne w stosunku do metalu związki lub erozję przeważnie wtórną;
- **wyczerpania wytrzymałości czasowej** w wyniku pracy komory w temperaturach przekraczających znacznie temperatury obliczeniowe, zniszczenia występują na powierzchni wewnętrznej i mają charakter:
 - odkształceń otworów i średnicy komory,
 - pęknięć równoległych do osi komory nas krawędziach otworów,
 - pęknięć na powierzchni zewnętrznej (w okolicach spoin króćców) równoległych do głównej osi komory.

Przyczyny uszkodzeń komór kotłów parowych

Zmęczenie korozyjne na skutek uderu cieplnego,
występujące pod postacią:

- pęknięć na krawędziach otworów wężownic,
- pęknięć na krawędziach otworów odwodnień, odpowietrzeń oraz do pomiaru ciśnienia (przyczyna pośrednia powrót kondensatu)

Wyczerpanie wytrzymałości czasowej objawiające się:

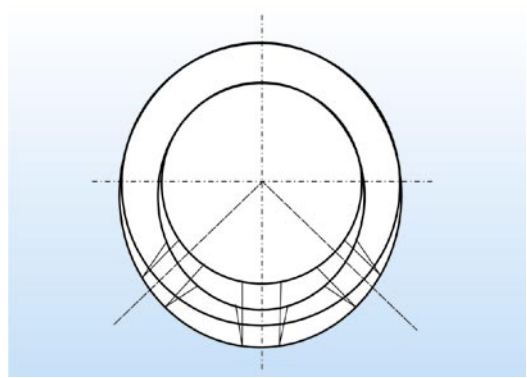
- pęknięciami na krawędziach otworów wężownic równoległych do głównej osi komory,
- pęknięć w okolicach spoin króćców i spoin obwodowych,
- odkształceniami średnicy otworów w kierunku prostopadłym do głównej osi oraz średnicy komory szczególnie w części owierconej.

Pośrednią przyczyną wyczerpania wytrzymałości czasowej jest długotrwała praca w temperaturze przekraczającej temperaturę obliczeniową komory lub dopuszczalny czas pracy.

Na krawędziach otworów od strony wewnętrznej występuje koncentracja naprężeń, wg TRD współczynnik tej koncentracji α_k w zależności od rodzaju króćca może wynosić od 2 do 3. Dlatego komory odkształcają się głównie w strefie, gdzie występują otwory.

Dane eksploatacyjne wykazują, że w przypadku pełzania najszybciej ulegają uszkodzeniom owiercone części komór, gdzie z wymienionych względów dochodzi do znacznych odkształceń otworów.

W komorach pracujących w temperaturze ok. 540°C i obliczonych przy uwzględnieniu współczynnika wytrzymałości $z \approx 0,80$, szybkość pełzania na mostku jest 5 razy większa niż w części nieowierconej, a na krawędzi otworu 10 razy.



Rys. 3. Typowe odkształcenie komory

Nieszczelności grubościennych komór biorą początek na powierzchni wewnętrznej w okolicy króćców, tj. w przejściu spoiny króćca w płaszcz, a następnie rozprzestrzeniają się na mostek. Gdy $D_z/D_w > 1,3$, to komory nie mają tendencji do lawinowych (eksplozywnych) uszkodzeń pod wpływem działania naprężeń stałych. Można to tłumaczyć spadkiem współczynnika koncentracji naprężeń wzdłuż grubości ścianki. Gdy $D_z/D_w < 1,3$ inicjacja i propagacja uszkodzeń dotyczy jednocześnie całej grubości; w takim przypadku nie można wykluczyć uszkodzenia lawinowego. Uszkodzenia pełzaniowe komór z odkształceniem również występują w okolicy spoin obwodowych, zwłaszcza przy denkach tzw. rowkiem odciążającym, gdy średnica wewnętrzna komory przekracza 300 mm.

Ugięcia komór

Bezpośrednią przyczyną ugięcia (skrzywienie) komór, do których często dochodzi w czasie eksploatacji są naprężenia cieplne, powstające w wyniku zalewania (w czasie uruchomienia) komór (szczególnie wylotowych) kondensatem, którego temperatura jest znacznie niższa od temperatury metalu. Zjawisko takie może wystąpić np. podczas uruchamiania kotła ze stanu gorącego, gdy z wężownic przegrzewaczy są wtłaczane „korki” zimnego kondensatu do komory lub gdy niewłaściwie działają schładzacz wtryskowe (uszkodzenia dyszy rozpylającej wodę). W przypadku dużej różnicy między temperaturą metalu i kondensatu powstają naprężenia zginające mogące przekraczać granicę plastyczności metalu, a wtedy po wyrównaniu temperatur na przekroju komory pojawiają się w jej ściankach naprężenia powodujące odkształcenia trwałe o znaku przeciwnym do początkowego. Należy zaznaczyć, że obecność otworów w ściance komory zwiększa strzałkę ugięcia. Otwory zwiększają objętość metalu podlegającą go schłodzeniu i zmniejszają moment bezwładności przekroju.

Skrzywienie komór jest niepożądane ze względu na:

- przekroczenie odkształcalności metalu w okolicy otworów,
- niemożliwość odwodnienia komory, co może powodować zalanie dolnych otworów wężownic i uniemożliwić w początkowej fazie rozruchu kotła przepływ pary, tym samym powodując nadmierne odkształcanie się zaczopowanych wężownic i występowanie nadmiernych momentów zginających na króćcach powodujących występowanie pęknięć w ich pobliżu,
- zmęczenie zamocowań komory – zmiany kierunku strzałki ugięcia (stan zimny + stan gorący) ma istotny wpływ na trwałość zamocowań komory.

Podstawowe przyczyny i objawy uszkodzeń komór

Miejsce uszkodzenia	Objawy uszkodzenia	Przyczyny uszkodzenia	Prawdopodobieństwo uszkodzenia
Krawędzie otworów wężownic od wewnątrz	pęknięcia słoneczkowe	termoszok, wtłaczanie kondensatu z wężownic, wahania obciążenia kotła	wysokie
	pęknięcia równoległe do głównej osi + odkształcenie otworów	praca długotrwała w temp. przekraczającej temp. obliczeniową + termoszok	wysokie
Krawędzie otworów od wewnątrz odwodnień, odpowietrzeń	pęknięcia słoneczkowe	powrót kondensatu z rurociągu	wysokie
Spoiny kątowe króćców od wewnątrz i zewnątrz	pęknięcia obwodowe	dodatkowy moment zginający – brak kompensacji wydłużeń cieplnych	niskie
Płaszcz komory	ugięcie	schładzanie dolnej tworzącej komory	średnie
Spoiny obwodowe	pęknięcia obwodowe	dodatkowy moment zginający, praca w temperaturze przekraczającej wartości dopuszczalne	średnie

Trwałością nazywamy czas pracy komór od chwili włączenia do eksploatacji do chwili wyłączenia na trwałe z eksploatacji wskutek degradacji technicznej. Określenie stanu technicznego po pewnym okresie eksploatacji umożliwia postawienie prognozy o dalszym niezawodnym czasie użytkowania oraz umożliwia ocenę prawdopodobieństwa powstania uszkodzenia w tym okresie (ryzyka). Duża część urządzeń energetycznych bądź ich części ulega uszkodzeniom na skutek działania niszczących zjawisk, które mają charakter deterministyczny. Dla takich urządzeń lub ich elementów można ustalić związek między intensywnością uszkodzeń (liczbą uszkodzeń) a ich stanem technicznym i okresem eksploatacji. Częstotliwość występowania uszkodzeń określonych H elementów urządzenia wyraża wzór:

$$H(\tau) = \frac{\Delta n}{N \Delta \tau} \geq 0 \quad (1)$$

gdzie:

Δn – liczba elementów uszkodzonych,

N – liczba elementów nieuszkodzonych w czasie τ .

Zależność liczby uszkodzeń od czasu eksploatacji dla wielu rodzajów i typów uszkodzeń charakteryzuje się określoną prawidłowością. Ocenę ryzyka dalszej przydatności można ustalić na drodze statystycznej. Metody probabilistyczne znalazły duże zastosowanie w sektorze ubezpieczeniowym oraz w technice.

Metoda oceny ryzyka składa się z zakresu (znaczenia) uszkodzenia oraz częstotliwości występowania zgodnie ze wzorem:

$$R = S \times H \quad (2)$$

gdzie:

R – ryzyko,

S – zakres (znaczenie) uszkodzenia,

H – częstotliwość występowania.

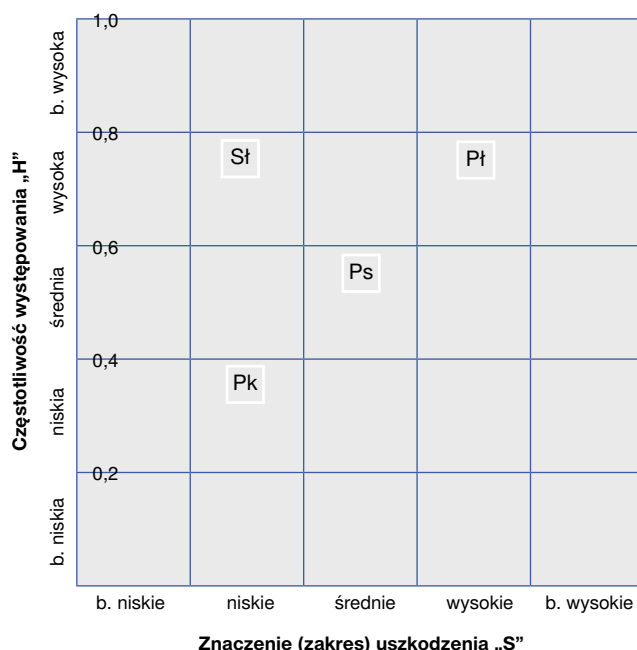
Ponieważ częstotliwość uszkodzenia H ma charakter statystyczny, to R również staje się wielkością statystyczną.

Ryzyko może być stosowane do całego urządzenia lub jego pojedynczych części (jak np. w kotle do komór), kiedy określone jest jednym procesem niszczenia (np. pęczaniem). Taki element należy traktować jako krytyczny dla całego urządzenia. Częstotliwość H powinna być oparta na znanej wartości średniej, np. z literatury lub z doświadczenia personelu technicznego.

Wg EPRI, dla praktycznego stosowania, H (częstotliwość występowania) jest podzielona na 5 klas, co ułatwia kwalifikację uszkodzeń. Podobnie w ten sam sposób S (znaczenie uszkodzenia) podzielono na 5 klas (rys. 4).

Najczęściej występują termoszokowe uszkodzenia słoneczkowe (Sł), lecz znaczenie ich skutków jest niskie, bowiem są one naprawialne (oczywiście po usunięciu przyczyny ich powstawania, tj. termoszoku). Podobne prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń można przypisać uszkodzeniom pęczaniowym (Pł), ale ich skutki są groźne, gdyż tego rodzaju uszkodzenia są nienaprawialne, porażone komory powinny być wymienione.

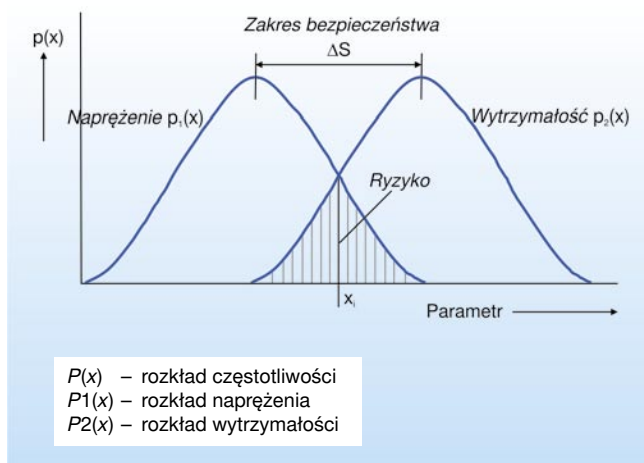
W praktyce, z powyższych względów, do oceny ryzyka uszkodzenia komór bierze się pod uwagę degradację pęczaniową, której ryzyko – prawdopodobieństwo wystąpienia przekracza wartość 0,6.



Rodzaje uszkodzeń:
 Sł – słoneczkowe otworów, Pł – pęczaniowe otworów,
 Ps – pęczaniowe spoin obwodowych, Pk – pęczaniowe króćców

Rys. 4. Macierz ryzyka komórek kotłowych energetycznych

Wszystkie uszkodzenia przyczyniają się do wzrostu awaryjności. Charakterystyka wzrostu awaryjności zależy od procesu niszczenia. Miarą tego procesu może być zależność między naprężeniem i wytrzymałością w funkcji działania naprężenia w czasie eksploatacji. Naprężenie i wytrzymałość w wyniku tolerancji grubości mogą zachodzić na siebie w procesie degradacji (rozkłady Gaussa).



Rys. 5. Stochastyczne powiązanie naprężenia, wytrzymałości i ryzyka

Parametry naprężenia i wytrzymałości występują (zachodzą) z różną częstotliwością $P(x)$. Ryzyko jest wynikiem różnicy częstotliwości rozkładu naprężenia $P1(x)$ i wytrzymałości $P2(x)$.

Zakres bezpieczeństwa dla powstania uszkodzenia jest średnią wartością ΔS , pole między zachodzeniem za siebie częstotliwości rozkładu obu parametrów „pole ryzyka” z czasem eksploatacji rośnie.

Podobnie prawdopodobieństwo występowania uszkodzenia rośnie z czasem eksploatacji. Niemożliwe jest ustalenie ściśle określonego czasu wystąpienia uszkodzenia (statystyka).

Wykorzystując istniejące normy oraz dane materiałowe (wytrzymałość czasowa) przyjęte przez normę europejską EN-12952-4:2000 można wprowadzić kilka pojęć dotyczących trwałości komór, a mianowicie:

- **trwałość projektowa**
 - projektowany czas pracy τ_p na 100 000 h przy nominalnych parametrach (ciśnienie i temperatura) oraz nominalnej geometrii i współczynniku bezpieczeństwa $k = 1,65$; wytrzymałość czasowa $R_{z/10\ 0000/h}$;
- **trwałość konstrukcyjna** τ_z
 - ponownie obliczony czas pracy przy parametrach i wymiarach znamionowych i przy wytrzymałości czasowej $R_{z/250\ 000/h}$ (obliczone z godnie z BSEN 12952-4:2000);
- **trwałość indywidualna** τ_i
 - przy $R_{z/250\ 000/h}$:
 - średnia temperatura metalu i czynnika,
 - rzeczywiste wymiary elementu.

Należy podkreślić, że trwałość konstrukcyjna przewyższa ponad dwukrotnie trwałość projektową, a trwałość indywidualna z reguły przewyższa trwałość konstrukcyjną:

$$\tau_p < \tau_z < \tau_i \quad (3)$$

Czas pracy indywidualny oblicza się przez porównanie zredukowanego naprężenia σ_z z wytrzymałością czasową przy spełnieniu warunku:

$$\sigma_z < 0,8 R_z \quad (4)$$

gdzie:

σ_z – naprężenie zredukowane,
 R_z – czasowa wytrzymałość na pełzanie.

Naprężenie zredukowane σ_z ustala się dla wszystkich rodzajów naprężeń mogących wystąpić w ścianie komory, najlepiej przez obliczenie metodą MES.

Resztkową trwałość τ_o ustala się następująco:

$$\tau_o = \tau_i - \tau \quad (5)$$

gdzie:

τ – dotychczas przepracowana liczba godzin.

τ_{dop} – sumaryczny maksymalny dopuszczalny czas pracy:

- dla spoin $\tau_{dop} = \frac{\tau_i}{1,2}$ (6)

- płaszcz z otworami $\tau_{dop} = \frac{\tau_i}{1,3}$ (7)

Stopień wyczerpania $\varepsilon = \frac{\tau}{\tau_i}$ (8)

Liczne doświadczenia wskazują, że:

- w przypadku spoin:
 - konstrukcyjny czas pracy waha się w granicach $\tau_z = 150\ 000\text{--}300\ 000$ h
 - indywidualny czas pracy waha się w granicach $\tau_i = 130\ 000\text{--}350\ 000$ h
- płaszcz z otworami:
 - konstrukcyjny czas pracy waha się w granicach $\tau_z = 140\ 000\text{--}240\ 000$ h
 - indywidualny czas pracy waha się w granicach $\tau_i = 150\ 000\text{--}280\ 000$ h.

Przy dotrzymaniu warunku

$$\sigma_z < \sigma_{dop} \quad \text{i} \quad \frac{\sigma_{dop}}{\sigma_z} \geq 1,2 \quad (9)$$

można ustalić ryzyko powstania uszkodzenia R_u wg [1]

$$R_{uk} = a \left(\frac{\tau}{\tau_i} \right) - b \quad \text{płaszcz}$$

$$R_{us} = 1a \left(\frac{\tau}{\tau_i} \right) - b \quad \text{spoiny}$$

gdzie:

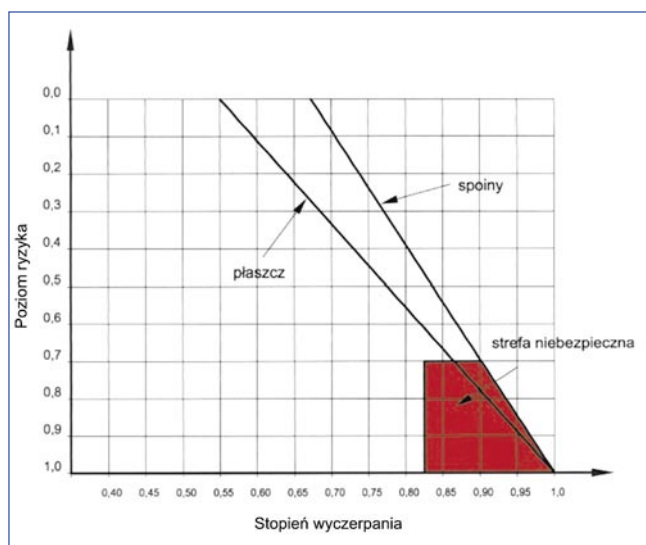
współczynniki statystyczne $a(f) - H$; $b(f) - \sigma_{dop}/\sigma_z$

Poziom ryzyka w zasadzie może być oceniany jedynie po wartościach granicznych:

$R = 0,0$ zadowalający

$R = 1,0$ niezadowalający

Wyszczególnienie	Poziom I ryzyko $R < 0,4$	Poziom II $0,4 < R < 0,6$	Poziom III $0,6 < R < 0,7$
Historii eksploatacji	zapisy i protokoły elektroni	zapisy i protokoły elektroni	zapisy i protokoły elektroni
Wymiary	nominalne	pomierzone lub nominalne	pomierzone
Stan techniczny	wyjściowy	wyniki kontroli	wyniki szczegółowej kontroli
Temperatury i ciśnienia	projektowe	eksploatacyjne – rzeczywiste	pomierzone
Naprężenia σ	projektowe	proste obliczenia	złożone analizy
Własności materiałów R_z	minimum wg normy	minimum wg normy	własności rzeczywiste
Badania metalograficzne	nie	nie	tak



Rys. 5. Zależność poziomu ryzyka od stopnia wyczerpania

Poziom ryzyka w dużej mierze zależy od panujących w komorze naprężeń i jej wytrzymałości, im bardziej te wartości są do siebie zbliżone, tym większe jest ryzyko – prawdopodobieństwo powstawania uszkodzenia.

Podobnie wpływają na poziom ryzyka przepracowana liczba godzin τ_i i obliczeniowy indywidualny czas pracy τ_r . Stosunek powinien być zawsze większy co najmniej od:

$$\frac{\tau_i}{\tau} > 1,2 \quad (10)$$

$$\frac{\sigma_z}{R_z} > 1,2 \quad (11)$$

gdzie:

τ_i – indywidualny czas pracy

t – przepracowana liczba godzin

σ_z – naprężenie zredukowane

R_z – wytrzymałość czasowa na pękanie

Podsumowanie

Obliczone wartości trwałości i ryzyka powstania uszkodzenia w okresie międzyremontowym nie są dokładne i mieszczą się w pasmie rozrzutu o szerokości $\pm 20\%$.

Wynika to z danych materiałowych znajdujących się w odpowiednich normach oraz stosowanych do obliczeń metod probabilistycznych. Wobec powyższego wskazane jest sprawdzanie stanu urządzenia przez wykonanie badań diagnostycznych. Dlatego elementy oceniane powinny być poddawane przeglądom i badaniom nieniszczącym i niszczącym.

Zakresy stosowanych przeglądów pomiarów i badań koniecznych dla dokonania wiarygodnej oceny stanu w zależności od poziomu ryzyka podano w tabeli 2.

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Warunki pracy stali w niektórych urządzeniach energetycznych. *Energetyka* 1975, nr 7-8
- [2] Dobosiewicz J.: Uszkodzenia kompensacyjne króćców komór kotłowych. *Energetyka* 1975, nr 4
- [3] Dobosiewicz J., Prohaska N.: Niezawodność połączeń spawanych rurociągów parowych. *Energetyka* 1976, nr 3
- [4] Dobosiewicz J.: Przydatność elementów kotła po przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy. *Energetyka* 1983, nr 8
- [5] TRD 508. Zusätzliche Prüfungen ab Bauteilen berechnet mit zeitabhängigen Festigkeitskennwerten. Essen 1978
- [6] Bułanow J.W., Nowickaja G.M., Atdakszin P.I., Fiedotow W.P.: O progibie kolektorów paropierogriewatielej. *Tieptoenergetika* 1982, nr 11
- [7] Dobosiewicz J., Wojczyk K.: Dopuszczalne ugięcia komór w energetycznych kotłach parowych. *Energetyka* 1978, nr 7
- [8] Dobosiewicz J.: Uszkodzenia komór parowych kotłów wysokopięnych. *Energetyka* 1984, nr 3
- [9] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E.: Uszkodzenia komór przegrzewaczy kotłów parowych. *Energetyka* 1993, nr 3.
- [10] Dobosiewicz J.: Ugięcia komór parowych. *Energetyka* 1995, nr 10
- [11] Hovinga, Nakoneczny: Standard Recommendations for pressure part Inspection During a Boiler life Extension program Babcox Wilcox paper. May 2000
- [12] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E.: Diagnostyka wodnych i parowych komór kotłów walczkowych. IX Konferencja kotłowa, 2002
- [13] Recommendation for the Introduction of Risk Based Maintenance. VGB-M 130 e, 2004
- [14] Efficient Operations Intelligent Diagnosis and Maintenance of Plants, VGB-B011e, 2003
- [15] GEN Workshop 24: Risk-Based Inspection and Maintenance Procedures for European Industry, June 2005
- [16] Okraini J., Plaza M., Marek A., Esler W.: Zmęczenie cieplno-mechaniczne elementów urządzeń energetycznych. IX Konferencja naukowo-techniczna PIRE 2007
- [17] E. Zbroińska-Szczechura: Uszkodzenia płaskich den komór z rowkami odciążającymi przegrzewaczy kotłów