

Biuletyn

nr 2/2014

Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeczcyński



nr LB-003/09 nr LB-179/09

pro NOVUM[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Szanowni Państwo

Uwagę wszystkich zajmujących się energetyką przykuwa budowa nowych źródeł energii. W ciągu najbliższych kilku lat do KSE zostanie przyłączonych ponad 6000 MW ze źródeł konwencjonalnych, w tym ok. 4500 MW spalających węgiel. Uwzględniając już oddane do eksploatacji bloki energetyczne można przyjąć, że za ok. 5 lat w przybliżeniu 30% mocy o statusie JWCD będzie pochodzić z bloków nowych. Podobna ilość energii pochodzić będzie ze źródeł zmodernizowanych. Najwyższy czas, aby skierować uwagę remontowców i diagnostyków, a także Czytelników Biuletynu Pro Novum, na utrzymanie ich stanu technicznego, które z wielu powodów będzie zorganizowane i wykonywane inaczej niż dotąd. Tegoroczna edycja Sympozjum "Diagnostyka i remonty urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni" to pierwsze tak szerokie, w polskiej energetyce, podejście do tego problemu.

Podczas tegorocznego XVI Sympozjum referaty wygłosili przedstawiciele prawie wszystkich grup energetycznych obecnych w Polsce, reprezentujących użytkowników zmodernizowanych bloków 360 MW i 200 MW oraz nowych bloków spalających gaz, węgiel kamienny i brunatny, a także biomasę. Jak zwykle wybraliśmy dla Czytelników grudniowego Biuletynu Pro Novum referaty, które odnoszą się – jak nam się wydaje w największym stopniu – do tematyki tegorocznego Sympozjum.

Więcej o XVI Sympozjum można przeczytać w relacji z tego spotkania zamieszczonej w ostatniej części niniejszego Biuletynu.

Jerzy Dobosiewicz & Jerzy Trzeczcyński

Jerzy Trzeczcyński

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

O poszukiwaniu optymalnego modelu zarządzania utrzymaniem stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych

About searching for a new managing model of new and modernized power units

Utrzymanie stanu technicznego elektrowni nie budzi większych emocji. Grupy energetyczne koncentrują się na działalności *core business*, podczas gdy *maintenance* to „ani *core* ani *business*”. Publiczna narracja zdominowana jest przez budowę nowych bloków. Prawdziwe emocje wzbudza ich wielkość, inno-

wacyjność zastosowanych rozwiązań oraz sprawność. Bezpieczeństwo energetyczne rozpatruje się prawie wyłącznie w kontekście odpowiedniej mocy dostępnej w KSE, zwłaszcza z jednostek o statusie JWCD. Podczas gdy spora część inwestorów zakończenie budowy traktuje jak koniec problemu i początek

produkcyjnych i wizerunkowych sukcesów, dla dostawców zakończy budowę to zapoczątkowanie kolejnej fazy biznesu. Wszelkie usługi doradcze, serwisy, zwłaszcza nawet 12-letnie LTSA i umowy na części zamienne otwierają wieloletnie interesy porównywalne z budową bloku. To względnie nowe zjawisko w polskiej energetyce zapoczątkowane kilka lat temu wybudowaniem bloków gazowo-parowych. Problem ten, dotąd, praktycznie nie występuje na blokach 200 MW i 360 MW, także po ich modernizacji.

Korzyści z wiedzy i kompetencji technicznych

Wprawdzie określenia „innowacje” i „gospodarka oparta na wiedzy” odmieniane są codziennie przez wszystkie przypadki, jednak wiele dotychczasowych zmian organizacyjnych w energetyce nie wydaje się potwierdzać w praktyce ich znaczenia. Zmiany pokoleniowe w energetyce prowadzą do odchodzenia z niej ludzi o najwyższych kompetencjach technicznych. Wydziały zarządzania majątkiem dysponując kadrą o niższych kompetencjach otrzymały ambitne zadania przy braku specjalistycznych narzędzi w zakresie standardów utrzymaniowych oraz informatycznych narzędzi inżynierskich do tworzenia specjalistycznych baz danych, a zwłaszcza aplikacji generujących aktualną wiedzę o stanie technicznym urządzeń.

Korzyści, jakie daje posiadanie wiedzy w największym stopniu uświadamiają sobie dostawcy urządzeń, ograniczając dostęp do dokumentacji, informacji o technologiach, dostępu do części zamiennych [7]. Także najważniejsze dane procesowe są ostro reglamentowane. Używa się wszelkich dostępnych środków technicznych i prawnych. W rywalizacji o wiedzę przydatne mogą być firmy diagnostyczne i remontowe, jeśli reprezentują odpowiedni poziom kompetencji i niezależności od dostawców. Rozsądnie jest przyjąć założenie, że wiedza dostawcy nigdy nie jest pełna, zwłaszcza jeśli inwestor oczekuje od niego wyśrubowanych parametrów technicznych, sięgnięcia po rozwiązania innowacyjne, co często oznacza korzystanie z licznych prototypów.

Diagnostyka źródłem wiedzy

Diagnostyka ma bardzo wysoką rangę w serwisach fabrycznych dostawców, także w serwisach sieciowych, jeśli związane są z dostawcami [1, 2]. Wiedza z diagnostyki broni dostawcę w okresie gwarancyjnym oraz podczas wykonywania serwisów pogwarancyjnych, zwłaszcza typu LTSA. Teoretycznie inwestor powinien dysponować identyczną (zblizowaną) wiedzą, jak firma wykonująca serwis, praktycznie bywa różnie i zależy od świadomości, determinacji i kompetencji inwestora. Diagnostyka wymaga dostępu do danych procesowych (zwłaszcza cieplno-mechanicznych i chemicznych parametrów pracy) oraz informacji o zakłóceniach eksploatacji (awariach).

Dodatkową barierą dostępu do dających się poprawnie wykorzystać danych jest brak wszystkich informacji dotyczących lokalizacji czujników, jak również dostęp do DCS-ów i baz da-

nych. Diagnostyka to przede wszystkim umiejętność interpretacji wyników badań, danych i informacji. Posiadanie technicznej możliwości dostępu do danych oraz umiejętność ich przetwarzania i kreowania wiedzy w trybie *on-line* to spore wyzwanie dla diagnostyki wykonywanej w trybie zdalnym.

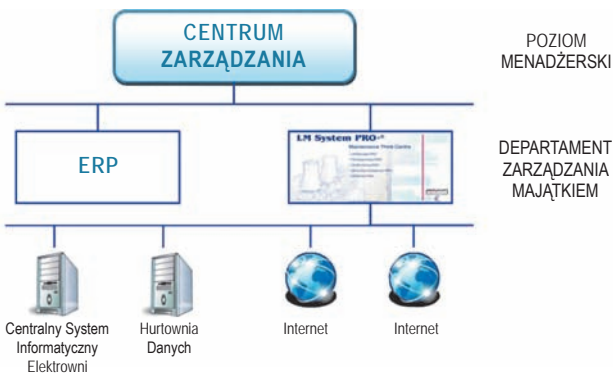
Kiedy rozpocząć starania o dostęp do informacji i wiedzy?

Dobrze przemyślane i konsekwentnie realizowane starania należy rozpocząć na etapie opracowywania SIWZu pamiętając, że dostawca, niezależnie od stopnia uświadczenia sobie tego problemu przez inwestora i tak za jego pieniądze wybuduje sobie (?) wszystkie elementy infrastruktury monitorowania pracy obiektu, od turbiny i generatora po pompy, a nawet drobniejsze elementy wyposażenia, w tym także całą, aktualnie bardzo wyrafinowaną, infrastrukturę IT. Posiadając dokumentację urządzeń i wiedzę nt. technologii wykonania uzyskuje od początku przewagę wiedzy i możliwości technicznych nad inwestorem. Trzeba pamiętać przy tym, że zapisy w SIWZ nie oznaczają ich prostego powielenia w umowie na realizację budowy. Doświadczenia wskazują, że w pierwszych fazach budowy na ca 5 lat przed oddaniem bloku do ruchu problematyka wiedzy utrzymaniowej ma drugorzędny charakter i status wobec wielu „poważniejszych” problemów związanych z realizacją budowy.

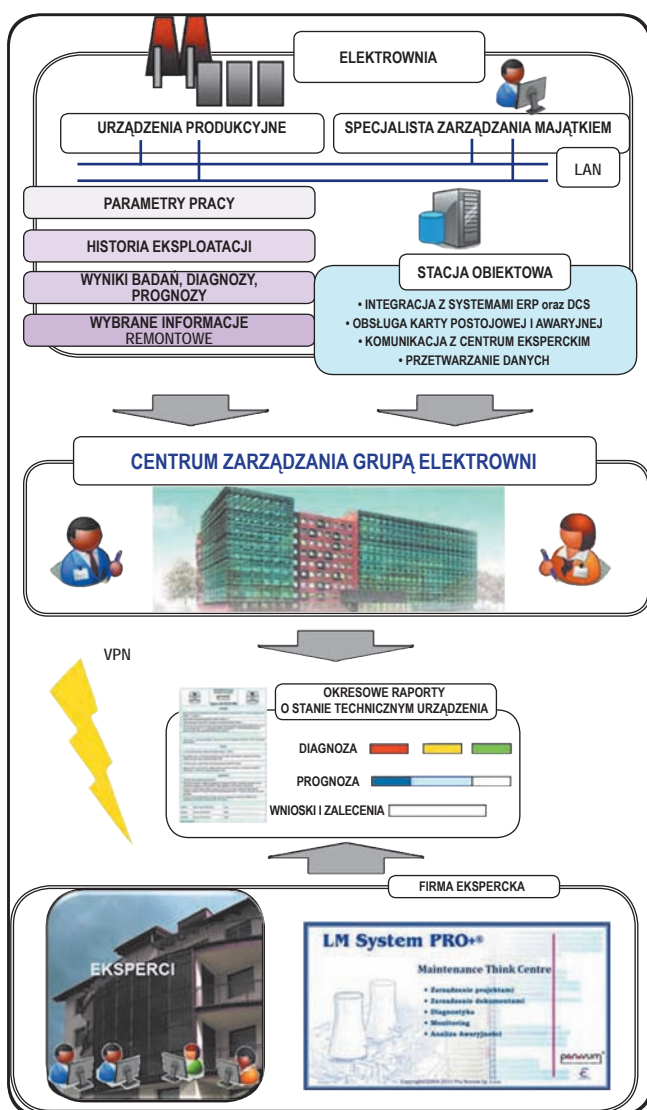
Źródłem pewnego „optymizmu” dla inwestora może być fakt, że z racji zastosowania, często licznych rozwiązań prototypowych, dostawca urządzenia „nie wie wszystkiego”, zakłada intensywną edukację w trakcie eksploatacji bloku nie tylko za pośrednictwem monitorowania pracy urządzenia, ale także podczas jego badania i przeglądów, nierzadko podczas awaryjnych postojów.

Jak kreować wiedzę i kompetencje techniczne niezależne od dostawcy?

Rozpocząć należy od analizy konstrukcji i warunków pracy urządzenia na podstawie dostępnej dokumentacji, w tym od lokalizacji punktów pomiarowych. Zapewnić sobie należy dostęp do DCS-ów oraz baz/hurtowni danych, tak aby dało się zbudować zdalny system diagnostyczny. *Pro Novum* rekomenduje podejście przedstawione na rysunkach 1 i 2. Idea jest prosta: Użytkownik dysponuje dwoma nadrzędnymi Systemami Informacji i Wiedzy: ERP oraz Programem (Stacją/Kokpitem Inżynierskim), które generują wiedzę korzystając z centralnie rejestrowanych informacji. Jako Stację/Kokpit Inżynierski polecamy od ponad dziesięciu lat rozwijaną przez nas platformę informatyczną LM System PRO+® [4,5]. Zaimplementowaliśmy w niej m.in. procedury zalecane przy modernizacjach bloków 200 MW w części dotyczącej zapewnienia bezpieczeństwa technicznego elementom krytycznym pracującym po przekroczeniu trwałości projektowej [6]. W ostatnim czasie wyposażyliśmy dodatkowo naszą platformę informatyczną w moduł integracji z ekonomicznymi modułami programów ERP w zakresie analize niezawodności i ryzyka.



Rys. 1. Miejsce programu inżynierskiego w infrastrukturze IT elektrowni/grupy elektrowni



Rys. 2. Sposób współpracy firmy eksperckiej z Wydziałem Zarządzania Majątkiem Grupy Energetycznej z wykorzystaniem platformy informatycznej integrującej procesy eksploatacji, diagnozowania, analizy awaryjności oraz wybrane informacje remontowe

Podsumowanie

Podstawę KSE w ciągu najbliższych 15-30 lat stanowią będą trzy rodzaje bloków mających status JWCD:

- zmodernizowane bloki 200 MW,
- zmodernizowane bloki 360 MW,
- bloki nowe, w tym znacząca liczba bloków gazowo-parowych.

Bezpieczeństwo energetyczne kraju w czasie jw. zależy nie tylko od stopnia teoretycznego zabezpieczenia potrzeb, ale także od sposobu zorganizowania utrzymania stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków oraz kompetencji technicznych w obszarze maintenance'u.

Nie ma przeszkód, aby zmodernizowane bloki 200 MW i 360 MW były serwisowane przez krajowe firmy diagnostyczne i remontowe. Nie ma także istotnych barier po stronie intelektualnej/technicznej, aby przy utrzymaniu nowych bloków uczestniczyli krajowi specjaliści wyposażeni w odpowiednie narzędzia inżynierskie wspierane informatycznie. Istnieje możliwość bezkolizyjnego dostępu do informacji zarówno przez fabryczne serwisy, w tym LTSA, jak i niezależne od dostawcy systemy kreujące wiedzę utrzymaniową. To nie tylko droga do niższych kosztów serwisów fabrycznych, to także możliwość zapobieżenia luce pokoleniowej w obszarze polskich kompetencji technicznych w energetyce. To realistyczny pomysł na rzeczywistą polonizację najbardziej aktualnie zaawansowanego technicznie energetycznego know-how.

Wiedzę wykonawców serwisów warto konfrontować z wiedzą i doświadczeniem własnym. Doświadczenie uczy, że nowych bloków nie należy wiązać z brakiem problemów, tylko z nowymi problemami. Bloki żyją krócej niż ludzie, ale często dłużej niż ich dostawcy.

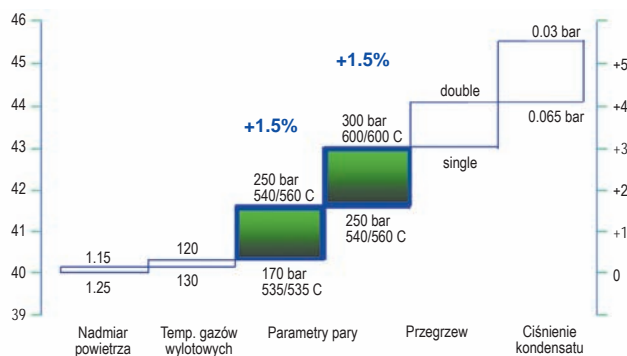
PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzszczyński J.: Kiedy diagnostyka przynosi korzyści? *Energetyka* 2007, nr 12.
- [2] Trzszczyński J., Magiera Ł.: Najpierw diagnostyka, potem remont. *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2012, nr 11.
- [3] Trzszczyński J., Murzynowski W., Stanek R.: Zarządzanie majątkiem produkcyjnym grupy elektrowni wspierane przez firmy eksperckie. Modele współpracy oraz przykłady realizacji. *Energetyka* 2011, nr 12.
- [4] Trzszczyński J., Murzynowski W., Białek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu Platformy Informatycznej LM System PRO+. *Dozór Techniczny* 2011, nr 5.
- [5] Trzszczyński J., Murzynowski W., Stanek R.: 10 lat doświadczeń oraz perspektywy rozwoju LM System PRO+ platformy informatycznej wspierającej utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych. *Energetyka* 2014, nr 8.
- [6] PN/020.2900/2013 & PN/030.2910/2013. Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW.
- [7] Trzszczyński J.: Wytwarzanie jako źródło wiedzy. *Przegląd Energetyczny* 2013, nr 3.

Doświadczenia związane z utrzymaniem czystości układu wodno-parowego kotła na parametry nadkrytyczne

Experience connected with maintaining the purity of water-steam circuit in supercritical boiler

Ciągłe obniżanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i dostosowanie technologii do obowiązujących norm środowiskowych jest motorem rozwoju technologii ukierunkowanej na jednostki energetyczne pracujące przy parametrach nadkrytycznych. Rozwój ten jest podyktowany w głównej mierze wzrostem sprawności bloku kondensacyjnego, na który wpływ ma wiele parametrów, jednak najważniejszymi pozostają ciśnienie i temperatura pary świeżej (rys. 1).



- Przyrost temperatury pary świeżej o 20 K powoduje wzrost sprawności obiegu o 1%.
- Przyrost ciśnienia o 5 MPa to ok. 1% przyrostu sprawności obiegu.

Rys. 1. Wpływ parametrów na sprawność obiegów

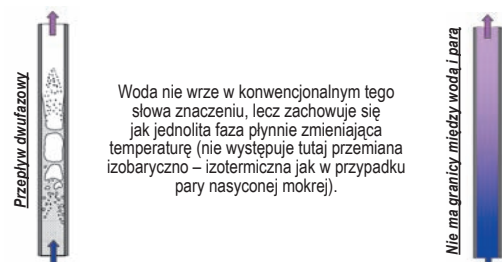
Praca urządzeń w warunkach obecności fazy nadkrytycznej, której właściwości fizykochemiczne mogą być diametralnie różne od tych w warunkach podkrytycznych, wiąże się ze zmianą podejścia do oceny warunków fizykochemicznych analizowanych na podstawie badań poszczególnych czynników do realnie panujących w układzie wodno-parowym pracującym w przy parametrach nadkrytycznych. Charakterystyczne warunki pracy w obszarze nadkrytycznym (ale również okresowo podkrytycznym) w istotnym stopniu wpływają na stan powierzchni ogrzewalnych na styku z fazą nadkrytyczną i procesy przyrostu ilości zanieczyszczeń na powierzchni wewnętrznej

rurow. Oczywiście, podobnie jak w układach konwencjonalnych, bardzo duże znaczenie na skalę przyrostu ilości zanieczyszczeń na powierzchniach ogrzewalnych ma układ dokotłowy (kondensacji i zasilania), który w niekorzystnych warunkach może być głównym źródłem zanieczyszczeń wprowadzanych do układu kotłowego.

Osobnymi zagadnieniami, wynikowo wpływającymi na czystość powierzchni ogrzewalnych, są te związane z rozwiązaniami konstrukcyjnymi kotłów nadkrytycznych, a które należy uwzględnić w ogólnym obrazie procesu przyrostu ilości zanieczyszczeń.

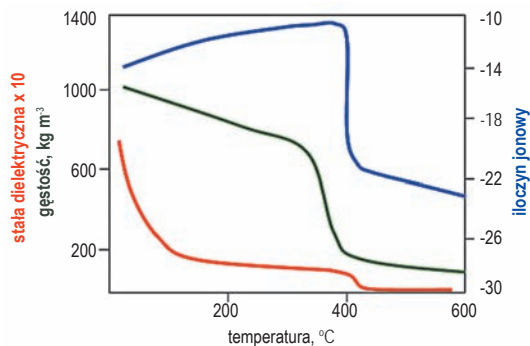
Właściwości wody w stanie nadkrytycznym

Dla wody warunki nadkrytyczne określone są przez punkt krytyczny i wynoszą: $T_k = 374^\circ\text{C}$, $p_k = 22,1 \text{ MPa}$. Gęstość obu faz wynosi 322 kg/m^3 . W miarę podnoszenia ciśnienia obiegu i zbliżania się do ciśnienia krytycznego następuje stopniowy zanik różnicy między fazą ciekłą i parową (rys. 2).



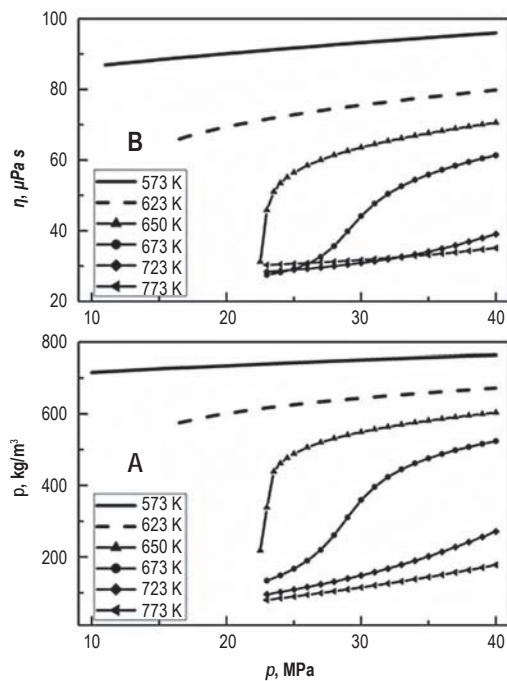
Rys. 2. Właściwości wody w stanie nadkrytycznym a procesy przepływowe w kotle

„Manipulując” temperaturą i ciśnieniem wody w stanie nadkrytycznym można zdecydowanie zmieniać jej właściwości w obszarze istotnych wielkości, np. gęstości, lepkości czy iloczynu jonowego (rys. 3).

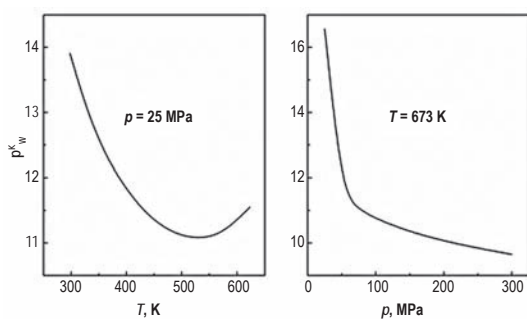


Parametr	Woda w warunkach normalnych	Woda w stanie podkrytycznym	Woda w stanie nadkrytycznym
Temperatura, °C	25	250	400
Ciśnienie, MPa	0,1	5	25
Gęstość, g/cm ³	0,997	0,80	0,17
Stała dielektryczna	78,5	27,1	5,9
Iloczyn jonowy wody, pK _w	14,0	11,2	19,4
Lepkość dynamiczna	0,89	0,11	0,03

Rys. 3. Zmiany własności fizykochemicznych wody w pobliżu punktu krytycznego



Rys. 4. Zmiany własności fizykochemicznych wody w pobliżu punktu krytycznego (lepkość, gęstość)



Rys. 5. Zmiany własności fizykochemicznych wody w pobliżu punktu krytycznego (iloczyn jonowy)

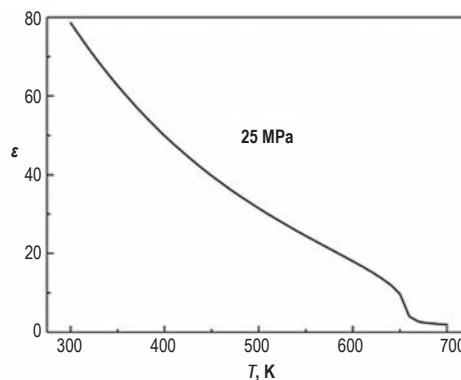
Manipulacja ta może być zamierzona lub – jak może to mieć miejsce w trakcie eksploatacji kotłów energetycznych – związana np. ze zmianą obciążenia. Charakterystyczną cechą wody w pobliżu punktu krytycznego są fluktuacje gęstości. Ostra zmiana gęstości w niewielkim przedziale zmian ciśnienia i temperatury może prowadzić do zaburzeń w przepływie czynnika, a w efekcie do lokalnych przegrzań materiału powierzchni ogrzewalnych i przyrostu ilości zanieczyszczeń (rys. 4).

Zmiana gęstości jest wyraźnie skorelowana ze zmianami większości parametrów wody. Część z nich ma stosunkowo niewielki wpływ na przyrost ilości zanieczyszczeń, jednak niektóre, jak iloczyn jonowy (rys. 5) czy zmiana polarności, decydująca o rozpuszczalności wielu substancji, ma bardzo istotny wpływ na utrzymanie wysokiej czystości układu wodno – parowego kotła nadkrytycznego.

W warunkach pokojowych iloczyn jonowy wody Kw ma wartość 10⁻¹⁴ (skala pH od 1-14), ale dla parametrów nadkrytycznych przyjmowane wartości są kilka rzędów większe. Zwiększenie iloczynu jonowego, np. do wartości 10⁻⁸, oznacza wzrost stężenia jonów H⁺ i OH⁻ do 0,1 mmol/kg.

W związku ze zmianami wartości stałej dielektrycznej (rys. 6), która początkowo maleje ze wzrostem temperatury, a następnie rośnie ze wzrostem ciśnienia, woda z polarnego rozpuszczalnika staje się niepolarna.

W pobliżu i powyżej punktu krytycznego rozpuszczają się w niej związki niepolarne i gazy (np. tlen), natomiast rozpuszczalność związków nieorganicznych wyraźnie maleje (rozpuszczalność NaCl w wodzie w temp. 300°C wynosi 40% wag., a w temp. 450°C tylko 100 ppm), a niektóre z nich stają się nierozpuszczalne.



Rys. 6. Zmiany własności fizykochemicznych wody w pobliżu punktu krytycznego

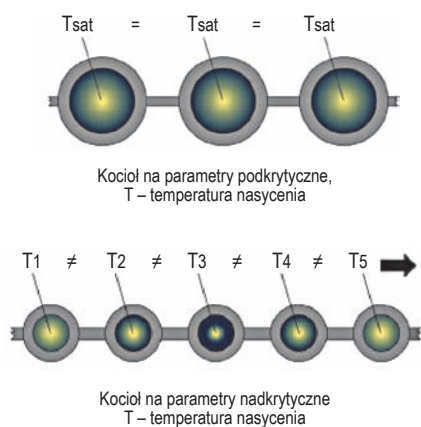
Szczególne właściwości wody w warunkach nadkrytycznych pozwalają na pełnienie praktycznie każdej funkcji jako rozpuszczalnika, katalizatora, a także utleniacza. Węgiel zawarty w substancjach organicznych utleniany jest do zakwaszającego środowiska ditlenku węgla, wodór do wody, azot związany do wolnego lub tlenku azotu, a z pozostałych heteroatomów (np. fluorowce, siarka) otrzymywane są odpowiednie kwasy lub sole np.:

- benzen: $C_6H_6 + 7,5O_2 \rightarrow 6CO_2 + 3H_2O$
- dioksyny (PCDD): $Cl_6-C_8H_2-O_2-C_6H_2-Cl_2 + 11O_2 \rightarrow 12CO_2 + 4HCl$
- chloroform: $CHCl_3 + 0,5O_2 + H_2O \rightarrow CO_2 + 3HCl$

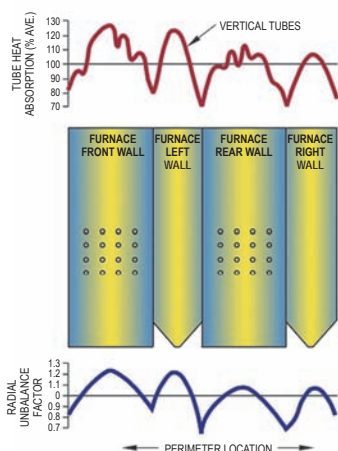
Awaryjność kotłów – problemy konstrukcyjne

Analiza statystyczna awaryjności kotłów energetycznych nie różni się wiele od tej dla kotłów pracujących przy parametrach podkrytycznych, przepływowych. Zwykle najbardziej awaryjnym elementem współczesnych jednostek są rury ekranowe komory paleniskowej kotła. W następnej kolejności występują przegrzewacze pary świeżej.

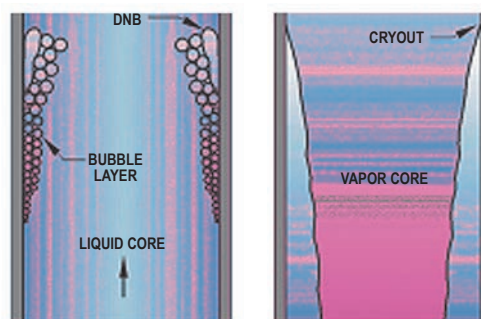
Zwykły poziom temperatury ścianki metalu parowników nie przekracza zwykle 420°C (przy dopuszczalnej 435°C dla typowych rur z materiału 13Mo3 lub 13CrMo44), przy czym wraz z czasem eksploatacji i przyrostem ilości osadów na powierzchni wewnętrznej rur dochodzi ona do 455°C (po ok. 100 000 h). Czas, o którym mowa dotyczy jedynie procesów normalnego przyrostu ilości zanieczyszczeń wynikającego z utleniania powierzchni. Może on ulec zdecydowanemu skróceniu w przypadku obecności osadów wnoszonych do parownika z układów dokotłowych. Wynika z tego, że kontrola stanu powierzchni wewnętrznej rur parowników kotłów nadkrytycznych jest równie ważna co w kotłach konwencjonalnych, a na pewno trudniejsza ze względu na brak dokładnie określonej strefy końca odparowania (rys. 7).



Rys. 7. Rozkład temperatur w rurach parownika



Nierównomierność przepływu przez poszczególne kontury parownika



Kryzys wrzenia
Odparowanie błonkowe /praca na sucho

Rys. 8. Kryzys wrzenia w warunkach podkrytycznych

Specjalnego potraktowania wymaga problem pracy kotłów nadkrytycznych w obszarze podkrytycznym. Główne zagrożenie niesie za sobą możliwość wystąpienia kryzysu wrzenia przy gwałtownym spadku współczynnika wnikania ciepła od ścianki rury parownika do mieszaniny parowo – wodnej i zmiany mechanizmu wrzenia z pęcherzykowego na błonowy (rys. 8). Zjawisko jest znane z kotłów konwencjonalnych i pociąga za sobą wzrost temperatury metalu do przegrzania włącznie.

Korekcja chemiczna

Liczba rozwiązań systemów korekcji chemicznej czynnika w układach wodno-parowych bloków nadkrytycznych jest z uwagi na parametry pracy i konstrukcję kotłów bardzo ograniczona.

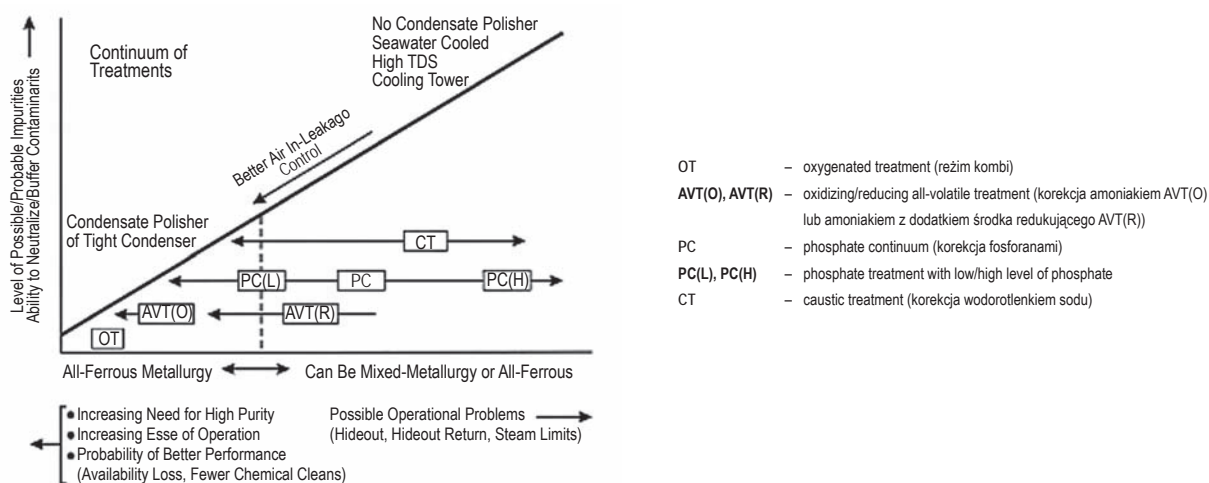
Wszystkie istniejące rozwiązania są z definicji „trudne” i wymagają bardzo dobrego poziomu obsługi układów dozujących oraz – co ważniejsze – właściwej kontroli i interpretacji wyników prowadzonej kontroli eksploatacyjnej w zakresie fizykochemicznych parametrów czynnika obiegowego. Kontrola taka powinna być prowadzona w ścisłym połączeniu w pozostałymi parametrami (termicznymi, hydraulicznymi) charakteryzującymi pracę bloku (rys. 9).

Na blokach nadkrytycznych stosowane są praktycznie wyłącznie dwa reżimy AVT (alkaliczny) i OT(kombi):

- **AVT** – dawkowanie amoniaku do kondensatu; reżim AVT pracuje w chwili uruchomienia i odstawienia bloku oraz w sytuacjach przekroczeń przewodnictwa elektrolitycznego;
- **OT** – po uzyskaniu odpowiednio niskiego poziomu przewodnictwa elektrolitycznego zmniejsza się dawkę amoniaku i rozpoczyna dawkowanie tlenu.

Korekcja oparta jest tylko na pomiarach on-line, a jej właściwe prowadzenie jest możliwe tylko w sposób automatyczny.

Kluczową sprawą w zapobieganiu korozji przy reżimie tlenowym (OT) pozostaje prawidłowa i ciągła praca Stacji Oczyszczania Kondensatu, której działanie pozwala na:



Rys. 9. Systemy korekcji chemicznej czynnika

- skrócenie czasu osiągnięcia parametrów fizykochemicznych czynnika obiegowego w czasie rozruchu bloku, a tym samym zmniejszenie ilości paliwa rozruchowego,
- usuwanie tlenków wędrujących, ograniczenie ilości osadów na ściankach rur, a tym samym poprawę warunków wymiany ciepła,
- wytworzenie trwałych i szczelnych warstwek pasywnych poprawiających niezawodność i sprawność urządzeń,
- ograniczenie erozyjnych uszkodzeń armatury zainstalowanej w układzie.

Chemiczne czyszczenie

Chemiczne czyszczenie powierzchni ogrzewalnych kotłów nadkrytycznych jest już na samym wstępie skomplikowane z uwagi na zwykle bardzo duże gabaryty oraz pojemność układu. Dodatkowo dochodzą do tego ograniczenia wynikające z ograniczonej odporności materiałów konstrukcyjnych na agresywne działanie typowych kąpieli czyszczących. Mimo to nie ma alternatywy dla wykonywania procesów chemicznego czyszczenia, nawet na hipotetycznie idealnych jednostkach, gdzie przyrost ilości zanieczyszczeń na powierzchniach ogrzewalnych wynikałby jedynie z procesów utleniania stali parą wodną. Z czasem ich ilość zbliży się do granicy, przy której dalsza eksploatacja będzie obciążona dużym ryzykiem wystąpienia uszkodzeń powierzchni ogrzewalnych.

Podsumowanie

Charakterystyczne zmiany właściwości fizykochemicznych wody w stanie nadkrytycznym są powodem jej wysokiej korozyjności, za którą idzie przyrost ilości zanieczyszczeń na powierzchniach ogrzewalnych.

Właściwości wody w stanie nadkrytycznym jako rozpuszczalnika oraz zdolność do utleniania związków organicznych wy-

magają utrzymania bardzo wysokiej jakości wody uzupełniającej oraz zagwarantowania odpowiednio wysokiego poziomu korekcji chemicznej obiegu.

Z uwagi na bardzo realne ryzyko wystąpienia kryzysu wrzenia w rurach parowników kotłów energetycznych, na które między innymi ma wpływ stopień zanieczyszczenia powierzchni, powinny być one objęte dobrze zorganizowanym monitoringiem diagnostycznym, tak w eksploatacji jak i w remoncie.

Każdą z jednostek należy rozpatrywać indywidualnie, biorąc pod uwagę właściwości fazy nadkrytycznej, tak aby zachować maksymalną dyspozycyjność przy uzyskaniu maksymalnej sprawności obiegu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 73.2953/2013.
- [2] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 70.2950/2013.
- [3] Dane *TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łagisza, Oddział Analiz Chemicznych*.
- [4] Świątła – Wójcik D.: „Właściwości i zastosowania wody pod- i nadkrytycznej”, *Wiadomości Chemiczne* 2010.
- [5] Mlonka J., Technologie nadkrytyczne w energetyce – jeden ze sposobów wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ograniczania emisji CO₂. Numer projektu POKL.04.01.01-00-059/08.
- [6] Pińkowska H., Woda w stanie pod- i nadkrytycznym jako nowe medium reakcyjne.
- [7] Grela Ł., Problemy związane z wprowadzeniem i eksploatacją kotłów nadkrytycznych. Konferencja Naukowo – Techniczna pt. „Eksploatacja maszyn i urządzeń energetycznych”, Szczyrk 1999.

Radostaw Stanek,

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

Jacek Maciejewski

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów

Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego zmodernizowanych kotłów K-3 - K-6 typu BB1150 na podstawie analizy ryzyka

Management of risk based maintenance of modernized K-3 to K-6 boilers type BB1150

Optymalizacja nakładów na utrzymanie stanu technicznego dokonuje się bardzo często przez ich prostą redukcję. To bez wątplenia złe podejście wymuszone w największym stopniu brakiem narzędzi, które systemowo kojarzyłyby potrzeby techniki, ekonomii i bezpieczeństwa.

Podejściem, które integruje wymienione dziedziny jest utrzymanie stanu technicznego urządzeń na podstawie analizy ryzyka (Risk Base Maintenance). Wymaga ono jednak rejestracji i przetwarzania bardzo dużej ilości danych i informacji oraz integracji z procesami eksploatacji i utrzymania stanu technicznego urządzeń. Przy obecnym poziomie technicznym infrastruktury IT oraz względnie niskich kosztach związanych z korzystaniem z niej, nie stanowi to istotnego problemu.

W niniejszym artykule przedstawiono próbę rozwiązania tego zadania na przykładzie wdrożonego nadzoru diagnostycznego nad rurami powierzchni ogrzewalnych kotłów K3 - K6 w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna, Oddział Elektrownia Bełchatów.

Geneza wdrożenia nadzoru diagnostycznego nad rurami powierzchni ogrzewalnych kotłów

W 2012 roku Pro Novum uczestniczyło w projekcie międzynarodowym jako przedstawiciel Elektrowni Bełchatów, którego celem było zidentyfikowanie problemu nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych kotłów K1 - K12 przed i po ich modernizacji. Taka analiza była próbą oceny sytuacji w Elektrowni Bełchatów w porównaniu z innymi jednostkami wytwórczymi w świecie. Wyniki analizy pozwoliły lepiej zrozumieć problemy i ich konsekwencje oraz stworzyć warunki do podjęcia adekwatnych i skutecznych środków zaradczych, w tym zwłaszcza w obszarze diagnostyki.

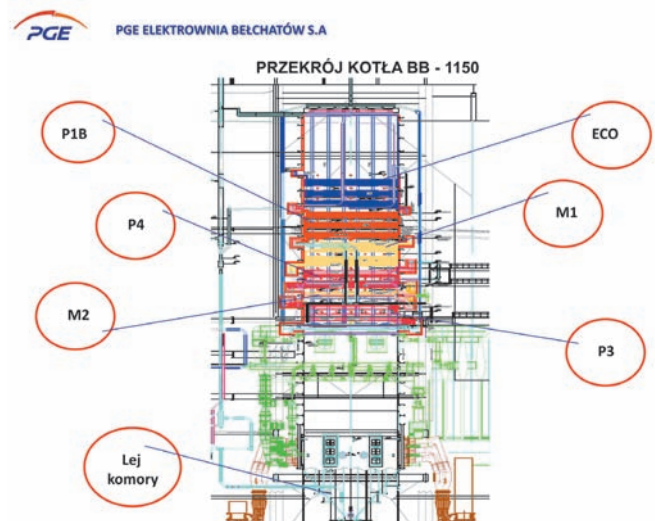
Wspólnie ustalono, że działaniom jw. powinno towarzyszyć wdrożenie odpowiednich narzędzi informatycznych (oprogramowania) integrujących i przetwarzających dużą

ilość informacji i generujących w trybie *on-line* odpowiednią wiedzę. Rozpoczęto wdrażanie nadzoru diagnostycznego wykorzystując aplikację Pro Novum – LM Serwis PRO®. Nadzór diagnostyczny będzie wspierał zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów na podstawie analizy ryzyka.

Zakres modernizacji kotłów i związane z tym oczekiwania eksploatacyjno-produkcyjne

Wykonawcą modernizacji części ciśnieniowej kotłów K-3, K-4, K-5 jest Babcock Borsig Service.

Wykonawcą modernizacji części ciśnieniowej kotła K-6 jest ALSTOM.



Rys. 1. Przekrój kotła BB - 1150

Modernizacja kotła miała na celu zapewnienie następujących parametrów:

- żywotność całkowita kotła 320 tys. godzin pracy,
- zawartość NO_x w spalinach (warunki normalne, 6% O₂, spaliny suche) ≤ 200 mg/m³_n
- zawartość CO w spalinach (warunki normalne, 6% O₂, spaliny suche) ≤ 200 mg/m³_n
- wydajność maksymalna trwała kotła 100% WMT 1100 t/h,
- wydajność krótkotrwała maksymalna (do 4 h/dobę) 104,5% WMT,
- wydajność minimalna trwała kotła (bez paliwa rozpałkowego) 40% WMT,
- parametry pary na wylocie z kotła:
 - temp. pary świeżej w zakresie obciążeń 50-100% WMT 550 +5/-5 st.,
 - temp. pary wtórnej w zakresie obciążeń 60-100% WMT 570 +5/-5 st.,
 - ciśnienie pary świeżej przy 100% WMT 180,1 bar,
 - spadek ciśnienia na przegrzewaczu wtórnym przy 100% WMT ≤ 2,2 bar,
- dyspozycyjność 92%.

Modernizacji po stronie ciśnieniowej kotła

Modernizacja po stronie ciśnieniowej kotła objęta poniżej wymienione czynności.

1. Przebudowa parownika, tj. rozcięcie ekranów parownika na granicy komory paleniskowej i ciągu konwekcyjnego w celu wykorzystania ekranów ciągu konwekcyjnego jako przegrzewacza „O” st. pary świeżej – kotły K-3, 4, 5.
2. Zabudowa przegrzewacza naściennego P-2 – kocioł K-6.

3. Modernizacja ECO w zakresie wymiany: 100% kolan węzownic, 100% przelotów oraz w całości dwóch płytów po stronie lewej i prawej.
4. Modernizacja przegrzewacza P1B w zakresie takim samym jak ECO.
5. Wymiana w 100% przegrzewacza P3 .
6. Wymiana w 100% przegrzewacza P4 .
7. Wymiana z rozbudowa przegrzewacza pary wtórnej M1.
8. Wymiana w 100% przegrzewacza pary wtórnej M2.
9. Wymiana w 100% leja komory paleniskowej.
10. Wymiany w 100% rurociągów łączących przegrzewacze P3 – P4 i M1 – M2.
11. Modernizacja schładzaczy pary i armatury wtrysków dla pary świeżej i wtórnej.
12. Zastosowanie ośmiu zdmuchiaczy wodnych (armatki wodne) w celu oczyszczenia komory paleniskowej.
13. Zastosowanie 48 zdmuchiaczy parowych w ciągu konwekcyjnym w celu oczyszczenia przegrzewaczy z popiołu.
14. Zabezpieczenie wszystkich kolan i przelotów ECO i P1B antyerozyjnie materiałem trudno-ścieralnym metodą natryskiwania łukowego, podobnie zabezpieczono leje komór paleniskowych w rejonie rusztów dopalających.

Zakres modernizacji na poszczególnych kociach oraz zastosowane materiały przedstawiono w tabeli 1.

W wyniku przeprowadzonych modernizacji części ciśnieniowej kotłów K-3, K-4, K-5, K-6 nastąpiła radykalna poprawa w zakresie awaryjności poszczególnych powierzchni ogrzewalnych, tj. :

- z uwagi na erozję popiołową kolan i przelotów węzownic ECO i P1B,
 - z uwagi na erozję popiołową lejów komór paleniskowych.
- Ze względu na powyższe, dotrzymane są zapisy kontraktowe dotyczące dyspozycyjności, która osiąga wartość ok. 95%.

Tabela 1

	K3	K4	K5	K6
ECO	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, wymiana płytów skrajnych po 2 płyty (4 płyty) Ø 38x5, 16M (1.5415)	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, wymiana płytów skrajnych po 2 płyty (4 płyty) Ø 38x5, 16M (1.5415)	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, wymiana płytów skrajnych po 2 płyty (4 płyty) Ø 38x5, 16M (1.5415)	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, wymiana płytów skrajnych po 2 płyty (4 płyty) Ø 38x5, 16M (1.5415)
P1B	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, Ø 38x5, 15HM (1.7335)	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, Ø 38x5, 15HM (1.7335)	4 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, Ø 38x5, 15HM (1.7335)	3 pęczki, wymiana kolan, przelotów -100%, Ø 38x5, 15HM (1.7335)
P0	podział ściany membranowej na parownik i przegrzewacz P0, Ø 30x5, 16M (1.5415)	podział ściany membranowej na parownik i przegrzewacz P0, Ø 30x5, 16M (1.5415)	podział ściany membranowej na parownik i przegrzewacz P0, Ø 30x5, 16M (1.5415)	-
P2	-	-	-	przegrzewacz naścienny P2, Ø 44,5x 5,6;6,3;7,1;8 X10CrMoVNb9-1(P91)
P3	wymiana 100%, Ø 44,5x5,6;6,3;7,1 X20CrMoV11-1, 10H2M	wymiana 100%, Ø 44,5x5,6;3 X20CrMoV11-1, 10H2M	wymiana 100%, Ø 44,5x5,6;6,3;7,1 VM12-SHC, 10H2M	wymiana 100%, Ø 44,5x5,6;6,3;8;10 VM12-SHC
P4	wymiana 100%, Ø 38x5,6;7,1 X20CrMoV11-1	wymiana 100%, Ø 38x5,6;6,3 X20CrMoV11-1	wymiana 100%, Ø 38x5,6;6,3 VM12-SHC	wymiana 100%, Ø 38x7,1;8 VM12-SHC
M1	wymiana 100%, Ø 51x4 16M, 10H2M	wymiana 100%, Ø 51x4 16M, 10H2M	wymiana 100%, Ø 51x4 16M, 10H2M	wymiana 100%, Ø 57x4 X10CrMoVNb9-1, 13CrMo4-5
M2	wymiana 100%, Ø 51x4;4,5 X20CrMoV11-1, 10H2M	wymiana 100%, Ø 51x4;4,5 X20CrMoV11-1, 10H2M	wymiana 100%, Ø 51x4 VM12, 10H2M	wymiana 100%, Ø 51x4;4,5 VM12-SHC
Parownik 6-12m	ściany ekranowe – od 12 m do komór ekranowych, Ø 30x5, 16M (1.5415)	ściany ekranowe – od 12 m do komór ekranowych, Ø 30x5, 16M (1.5415)	ściany ekranowe – od 12 m do komór ekranowych, Ø 30x5, 16M (1.5415)	ściany ekranowe – od 12 m do komór ekranowych, Ø 30x5, 16M (1.5415)

Doświadczenia eksploatacyjne związane z pracą kotłów przed i po modernizacji, zwłaszcza w zakresie powierzchni ogrzewalnych

Przed modernizacją

Głównym czynnikiem mającym wpływ na wskaźnik dyspozycyjności oraz liczbę odstawień awaryjnych bloków była erozja popiołowa na niżej wymienionych powierzchniach ogrzewalnych kotłów:

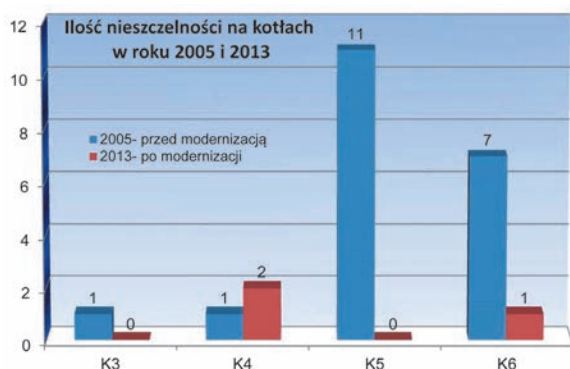
- ECO – w zakresie kolan i przelotów węzownic,
- P1B – w zakresie kolan i przelotów węzownic,
- lej komory paleniskowej w rejonie rusztu dopalającego.

Kolejnym czynnikiem mającym wpływ na dyspozycyjność kotłów są wady spoin i wady materiałowe, które doprowadzały do powstawania nieszczelności kotłów nawet po kilkunastu latach eksploatacji.

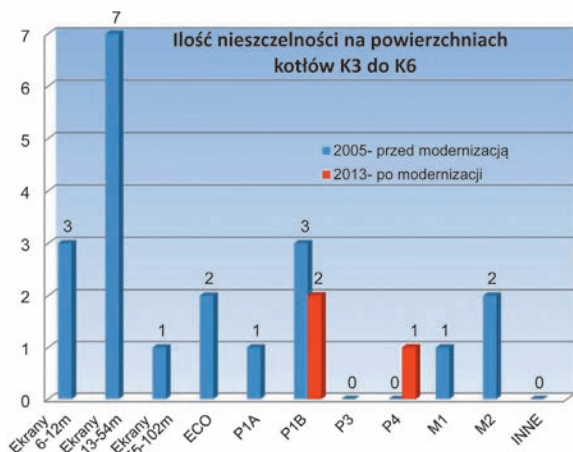
Na rysunku 2 przedstawiono ilości nieszczelności kotłów K-3, K-4, K-5, K-6 w latach:

- 2005 r. przed modernizacją,
- 2013 r. po modernizacji,

a na rysunku 3 podano powierzchnie, na których one wystąpiły.



Rys. 2. Ilość nieszczelności na poszczególnych kotłach



Rys. 3. Ilość nieszczelności na poszczególnych powierzchniach ogrzewalnych kotłów

Z powyższego wynika, że założenia co do wymiany powierzchni ogrzewalnych kotłów lub ich części były prawidłowe, co doprowadziło do znaczącego obniżenia awaryjności.

W następnych latach eksploatacji w remontach średnich i kapitalnych zamierza się podtrzymać dotychczasowe zakresy pomiarów i badań poszczególnych elementów powierzchni ogrzewalnych w celu zbierania doświadczeń co do szybkości zużywania się powłok zabezpieczających i materiałów pracujących w atmosferze gazów paleniska niskoemisyjnego.

Opis procesu zdalnego nadzoru diagnostycznego

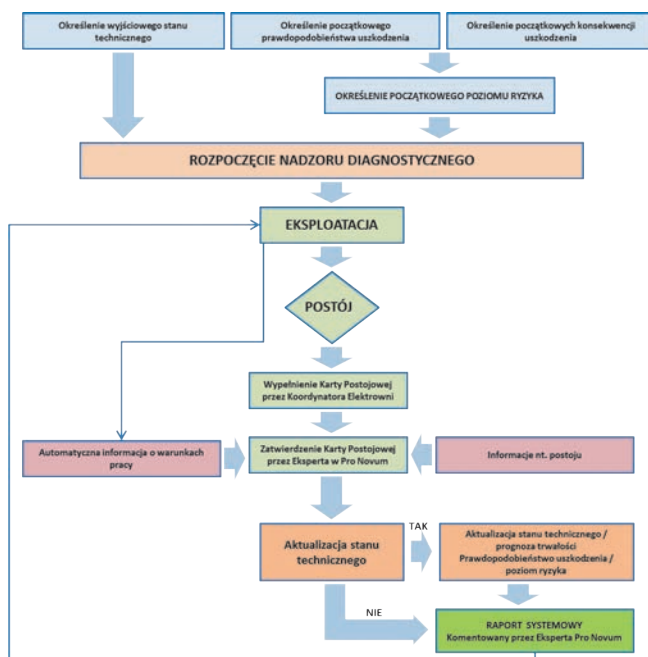
Nadzór diagnostyczny sprawowany jest nad stanem technicznym wybranych węzłów konstrukcyjnych i/lub pojedynczych elementów urządzeń elektrowni i elektrociepłowni ze wsparciem eksperckim specjalistów *Pro Novum*. Do automatycznie generowanych z Systemu raportów dopisywane są wnioski i zalecenia ekspertów. W ramach **LM Serwis PRO®** monitorowany jest aktualny stan techniczny i/lub wybrane problemy występujące na urządzeniach ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych.

Schemat nadzoru nad stanem technicznym rur powierzchni ogrzewalnych kotłów przedstawiono na rysunku 4. Aplikacja serwisowa zainstalowana w środowisku IT elektrowni rejestruje i analizuje w czasie rzeczywistym:

- wyniki badań,
- wybrane czynności remontowe wykonywane podczas postojów,
- ciepłno-mechaniczno-chemiczne warunki pracy powierzchni ogrzewalnych,
- stany awaryjne.

W ramach nadzoru diagnostycznego koordynator z elektrowni odpowiedzialny jest za:

- wprowadzanie wyników badań i pomiarów,
- systemowe „komentowanie” postojów – Karta Postojowa,
- wypełnianie Kart Awaryjnych,
- zgłaszanie bieżących problemów eksploatacyjnych,
- systemową komunikację ze specjalistami *Pro Novum*.



Rys. 4. Schemat procesu nadzoru diagnostycznego

Ocena ryzyka uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych w trybie on-line

Aplikacja serwisowa LM Serwis PRO® wraz z Pakietem Funkcjonalnym LM Analiza Ryzyka PRO w sposób ciągły przetwarza informacje umożliwiając obliczanie aktualnej (bieżącej) wartości ryzyka R wg wzoru (1)

$$R = (P+WPK) \times K \quad (1)$$

gdzie:

- P – prawdopodobieństwo uszkodzenia,
- WPK – współczynnik korekty prawdopodobieństwa,
- K – konsekwencje uszkodzenia (koszty remontowe związane z usunięciem nieszczelności).

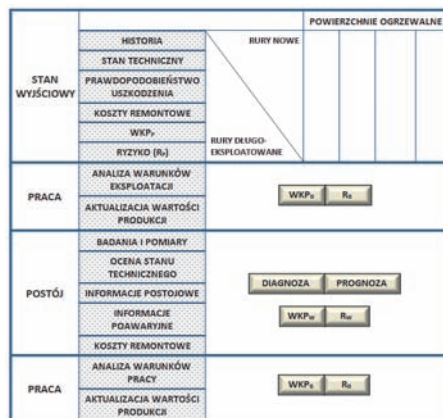
Podstawę autorskiej metodyki *Pro Novum* [1, 7-11] stanowi nadanie prawdopodobieństwu uszkodzenia wysokiej, autonomicznej rangi w formule obliczeniowej (1). Prawdopodobieństwo określa się na podstawie statystyk uszkodzeń zestawianych odrębnie dla poszczególnych powierzchni ogrzewalnych wg metodologii *Pro Novum*.

Współczynnik WPK korekty prawdopodobieństwa uwzględnia ewentualny wpływ na zmianę prawdopodobieństwa P następujących czynników:

- jakości informacji wyjściowych (dane konstrukcyjne, historia pracy, stan techniczny, prognoza trwałości),
- jakości bieżącej diagnostyki (wykonywanie badań w odpowiednim zakresie podczas postojów planowych oraz ekspertyz poawaryjnych),
- bieżącego stanu technicznego na podstawie pomiarów grubości ścianki rur oraz stopnia wyczerpania trwałości SWT (dla rur pracujących powyżej temperatury granicznej),
- ciepłno-mechanicznych i chemicznych warunków pracy rur na podstawie ciągłej analizy wybranych parametrów pracy.

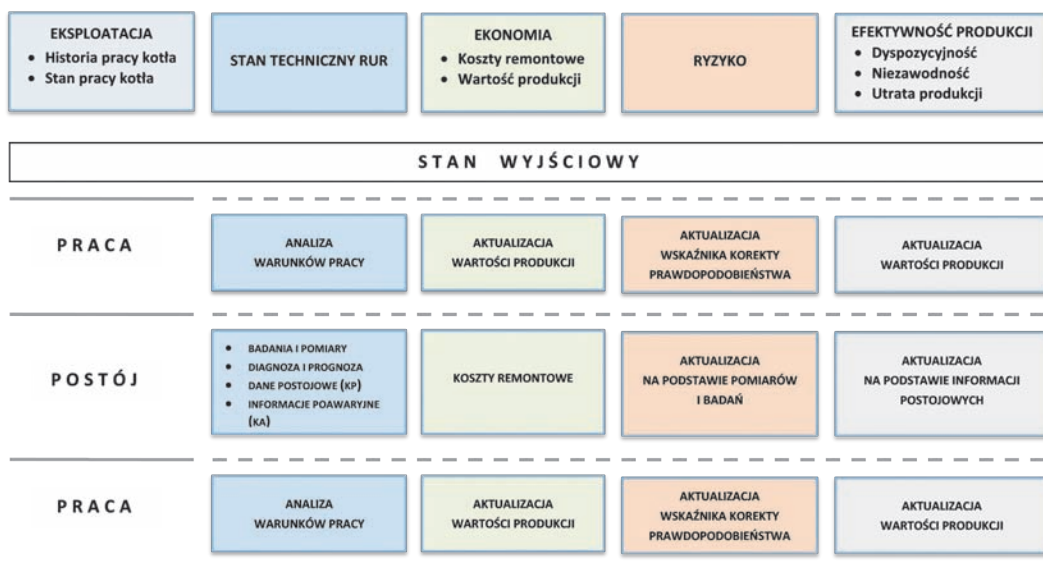
Wartości początkowe i bieżące System analizuje (rys. 5) w trybie on-line przetwarzając zestaw poniżej wymienionych danych:

- wyniki pomiarów i badań rur,
- wyniki ocen stanu technicznego oraz prognoz trwałości,
- wybrane informacje z Kart Awaryjnych (KA),
- informacje z Kart Postojowych (KP),
- statystyki uszkodzeń,
- parametry pracy: ciepłno-mechaniczne i chemiczne,
- informacje ekonomiczne, w zakresie kosztów remontowych oraz wartości (strat) produkcji,
- wyniki rankingów wskazujące na jakość wszystkich wymienionych danych i informacji.



Rys. 5. Schemat bieżącej oceny stanu technicznego oraz obliczeń aktualnej wartości ryzyka

Analiza prowadzona jest odrębnie i jednocześnie dla poszczególnych (wszystkich) powierzchni ogrzewalnych kotła. System „widzi” odrębnie rury nowe (zabudowane podczas remontów modernizacyjnych) oraz długo eksploatowane. System może monitorować stan techniczny i ryzyko dla rur zabudowanych w dowolnym momencie eksploatacji kotła. System jednocześnie nadzoruje przebieg pięciu procesów wskazanych na rysunku 6.



Rys. 6. Procesy synchronicznie analizowane przez LM Serwis PRO®

Ocenę ryzyka prowadzi się przy następujących, poniżej wymienionych założeniach.

- Odpowiednio zintegrowane informacje z diagnostyki postojowej oraz eksploatacyjnej stanowią podstawę oceny stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów (to także nadrzędne założenie koncepcji LM System PRO+®).
- Podczas postojów oczekuje się diagnostyki rur w zakresie:
 - pomiarów grubości ścianki,
 - badań nieniszczących i niszczących.
- Ocena stanu technicznego zawiera konkluzję – czy rury nadają się do dalszej pracy przy niezmiennych parametrach oraz bez potrzeby spełnienia dodatkowych warunków.
- Prognoza trwałości obejmuje bezpieczny czas pracy wyrażony w godzinach, termin i zakres najbliższych badań i pomiarów w celu weryfikacji prognozy lub opracowania nowej.
- Prawdopodobieństwo początkowe rur długo eksploatowanych określa się na podstawie statystyk awaryjności kotłów przed modernizacją oraz po modernizacji. Prawdopodobieństwo uszkodzeń dla rur nowych określa się na podstawie ich prognozowanej trwałości oraz na podstawie statystyki uszkodzeń dla zmodernizowanych kotłów.
- Statystyki uszkodzeń (nieszczelności) rur opracowuje się odrębnie dla poszczególnych powierzchni ogrzewalnych.
- Konsekwencje początkowe (koszty remontowe kotła i poszczególnych powierzchni ogrzewalnych) przyjmuje się na podstawie danych w okresie, jaki upłynął od modernizacji kotłów. Zakłada się identyczne podejście do danych wyjściowych w zakresie wartości produkcji.
- System uwzględnia informacje wynikające z wieloletniego planu remontowego; zmiany planów remontowych są uwzględniane na bieżąco podczas wypełniania Kart Postojowych.

System informatyczny wspierający nadzór diagnostyczny i zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych

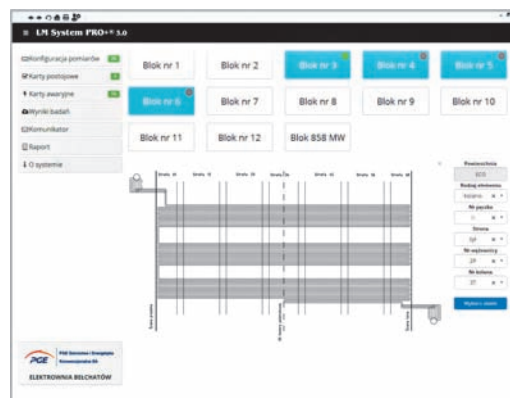
Analiza ryzyka, jeśli ma udostępniać aktualną wiedzę użyteczną dla inżyniera, ekonomisty i menedżera musi opierać się na stosunkowo dużej liczbie danych i informacji o wysokiej jakości (aktualnych, kompletnych, obiektywnych). Ich przetwarzanie powinno zapewnić uzyskanie odpowiedniej wiedzy udostępnionej w odpowiedniej formie. W tym celu stworzono oprogramowanie, które większość danych rejestruje i przetwarza automatycznie.

Nadzór diagnostyczny wspierany jest przez pakiet funkcjonalny LM Serwis PRO® platformy informatycznej LM System PRO+® wersji 3.0. Użytkownik aplikacji pracuje w obrębie okna serwisowego, które służy do nawigacji po modułach i funkcjach. System posiada również nawigację po obiekcie (rurach powierzchni ogrzewalnych) wg nazewnictwa i standardów Elektrowni (rys. 7).

Poszczególne moduły aplikacji serwisowej służą m. in. do:

- prowadzenia systemowej korespondencji/komunikacji pomiędzy Specjalistami Elektrowni a Specjalistami Pro Novum w sposób zbliżony do korespondencji e-mail,

- rejestracji i analizy pomiarów ciepło – mechanicznych i chemicznych przeznaczonych przede wszystkim do analizy warunków pracy rur z wykorzystaniem algorytmów systemowych,
- uzupełnienia przez Koordynatora ze strony Elektrowni informacji na temat:
 - rodzaju zidentyfikowanego przez System postojowego,
 - wykonywanych badań, napraw, wymian,
 - zastosowanych konserwacjach, czyszczeniach, próbach ciśnieniowych,
 - wyników badań wykonywanych,
 - wielkości produkcji pomiędzy ostatnimi postojami,
 - utraty produkcji z tytułu niewyprodukowanej energii podczas postoju,
 - kosztu remontu kotła,
 - kosztu remontu poszczególnych powierzchni ogrzewalnych,
 - przyczyny bezpośredniej i pośredniej awarii,
 - informacji czy usunięto przyczynę pośrednią awarii,
 - dokumentu z ekspertyzy poawaryjnej.



Rys. 7. Nawigacja po obiekcie w zakresie powierzchni ogrzewalnej

Raport systemowy zawiera najważniejsze informacje diagnostyczne dotyczące stanu technicznego poszczególnych powierzchni ogrzewalnych:

- podstawowe informacje o charakterze ewidencyjnym, m.in. dotyczące celu pracy, okresu analizy oraz przedmiotu nadzoru diagnostycznego,
- informacje na temat czasu pracy i liczby uruchomień (w tym z poszczególnych stanów cieplnych) kotła,
- dane dotyczące aktualnego stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych,
- aktualne prognozy trwałości i zalecany czas do kolejnych badań,
- statystyki uszkodzeń w postaci wykresów przedstawiających liczbę uszkodzeń na poszczególnych powierzchniach ogrzewalnych wraz z informacjami o przyczynach pośrednich i bezpośrednich,
- analizę ryzyka w zakresie analizy ekonomicznej, prawdopodobieństwa uszkodzenia, oceny ryzyka (rys. 8),
- wnioski, zalecenia, uwagi przekazane przez eksperta Pro Novum raz na określony z Zamawiającym terminem raportów.



Rys. 8. Raport – sekcja zawierająca wyniki analizy ryzyka

Podsumowanie i wnioski

1. Zmiany organizacyjne w energetyce w nieunikniony sposób wymuszają potrzebę:

- zintegrowanego przetwarzania danych technicznych oraz ekonomicznych,
- generowania wiedzy w postaci okresowych raportów uzupełnianych eksperckim komentarzem.

Można to osiągnąć korzystając z aplikacji informatycznych zapewniających dodatkowo redukcję kosztów przy jednoczesnym wzroście jakości usług.

2. Zdecydowana większość systemów zarządzania wiedzą o aktualnej kondycji infrastruktury technicznej elektrowni musi bazować na diagnostyce wykonywanej na odpowiednio wysokim poziomie oraz w zdalnym trybie. Archiwizacji podlegać powinna wyłącznie wiedza, zwłaszcza o charakterze korporacyjnym.

3. Wzrost znaczenia ekonomicznej efektywności produkcji oraz rynkowej rywalizacji grup energetycznych wymaga nie tylko prostej integracji wskaźników techniczno-ekonomicznych, ale także korzystania z reguł racjonalnie pojmowanego hazardu/ryzyka. Strategie oparte na ryzyku (RBM) są niezbędne w wielu obszarach działalności elektrowni, także w utrzymaniu stanu technicznego urządzeń.

4. Wdrożenie nadzoru diagnostycznego przy wykorzystaniu programu LM Serwis PRO® w celu wspierania utrzymania stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotłów K3-K6 traktujemy jako pierwszy krok w zakresie integracji informacji opartych na diagnostyce oraz kosztach remontowych i wolumenu produkcji, z uwzględnieniem racjonalnie zdefiniowanego ryzyka jako czynnika optymalizującego ekonomiczny efekt działalności elektrowni.

PIŚMIENNICTWO

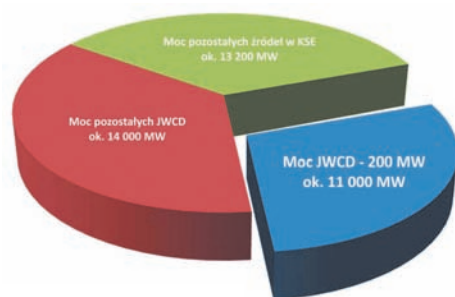
- [1] Trzeczcyński J., Stanek R.: „Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego kotłów na podstawie analizy ryzyka”. *Dozór Techniczny* 2013, nr 6.
- [2] RIMAP CEN Workshop Document: Risk-based inspection and maintenance procedures for European Industry. Stuttgart/Brussels, March 2007 (Dokument opracowany z udziałem Pro Novum).
- [3] ASME CRDT 20-1: Risk-Based Inspection – Development of Guidelines: Vol. 1, General Document, 1991. Vol. 3, Fossil Fuel-Fired Electric Generating Station Applications, 1994.
- [4] ASME CRDT, Vol.41; Risk-based methods for equipment life management, 2003.
- [5] API 580/581 – American Petroleum Institute US, Risk-based inspection-recommended practice (1996 – 2000).
- [6] VGB-M 130e – Recommendation for the introduction of risk-based maintenance. *VGB PowerTech*. 2004.
- [7] Trzeczcyński J.: „Rekomendacje w zakresie kwalifikowania elementów urządzeń ciepłno – mechanicznych bloków 200 MW w TAURON Wytwarzanie S.A. do pracy, do 350 000 godzin” Sprawozdanie PN 14.2742/2012.
- [8] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Białek S.: „Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®”. *Dozór Techniczny* 2011, nr 5.
- [9] Trzeczcyński J.: „System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300 000 godzin”. *Dozór Techniczny* 2012, nr 1.
- [10] Brunné K., Staszatek K.: „Zarządzanie wiedzą w trybie on-line o przyczynach nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych kotłów”. *Energetyka* 2013, nr 12.
- [11] Trzeczcyński J., Stanek R.: „Wpływ warunków pracy rur powierzchni ogrzewalnych kotłów parowych oraz jakości diagnostyki na prawdopodobieństwo ich uszkodzeń” (w druku).

Zapewnienie bezpieczeństwa technicznego zmodernizowanych bloków 200 MW – podejście *Pro Novum* na etapie modernizacji i eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych

Safety of modernized power units of 200 MW – *Pro Novum's* attitude at the stage of modernization and operation of thermo-mechanical power equipment

Znaczenie bloków 200 MW dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE)

Obecnie moc osiągalna wszystkich źródeł w KSE wynosi ok. 38 200 MW. W tym ok. 25 000 MW pochodzi z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Wśród nich jest 48 konwencjonalnych bloków 200 MW, których moc osiągalna to ok. 11 000 MW (rys. 1), co stanowi istotną część KSE.



Rys. 1. Udział mocy generowanej z bloków 200 MW w KSE

Bloki 200 MW, o których mowa, to bloki, których czas pracy wynosi od ok. 180 000 do ok. 320 000 godzin. W tym czasie były one wielokrotnie i w różnym stopniu modernizowane. Dodatkowo ci, którzy zainwestowali w modernizacje oczekują, że urządzenia te będą pracować do lat 2025 - 2030. Istotnym oczekiwaniem jest także to, że większa ich część (jeśli nie całość) będzie stanowić regulacyjną część KSE.

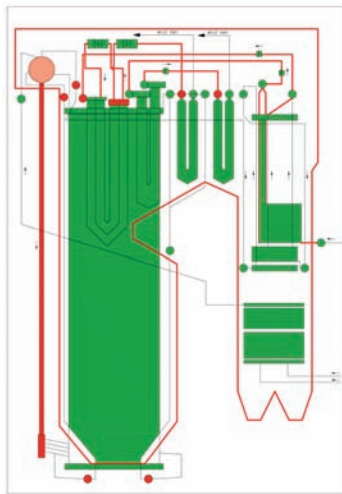
Bloki „stare” czy długo eksploatowane?

Dosyć często można spotkać się z opinią, że bloki 200 MW to bloki „stare”. Jednak wszyscy, chociaż trochę zorientowani w stanie polskich elektrowni wiedzą, że tzw. „stare” bloki energetyczne to w rzeczywistości obiekty, w których wymieniono nawet do 70% części ciśnieniowej kotłów, wymieniono części niskoprężne turbin oraz orurowania skraplaczy, wybudowano instalacje odsiarczania spalin i redukcji NO_x. W wariacie najbardziej ambitnym (przed upływem 200 000 godzin) wymieniono m. in. części WP, SP, NP turbin oraz główne rurociągi parowe czy części ciśnieniowe kotłów [1]. Jak widać z powyższego określenie „długo eksploatowane” zdecydowanie lepiej charakteryzuje urządzenia niż „stary” [2] (rys. 2). Ważną cechą bloków 200 MW jest to, że posiadają konstrukcję pozwalającą przedłużyć trwałość głównych elementów przy zastosowaniu regeneracji, rewitalizacji, których koszty nie przekraczają 30% ceny nowego elementu.

Przedłużanie eksploatacji bloków 200 MW – metodyka *Pro Novum*

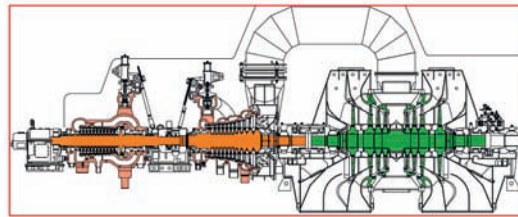
Z technicznego punktu widzenia bezpieczne przedłużanie czasu eksploatacji urządzeń pracujących ponad trwałość projektową jest możliwe, jeśli uwzględni się w odpowiedni sposób następujące zagadnienia:

- jak określić zapas trwałości elementu w perspektywie oczekiwanej eksploatacji bloku (na ogół 350 000 godzin)?
- w jaki sposób weryfikować na bieżąco stopniową redukcję zapasu trwałości uwzględniając zwłaszcza rzeczywiste warunki eksploatacji?



Ponad 70% elementów części ciśnieniowych kotłów pracuje krócej niż 20 lat

Prawie 100% głównych elementów turbin jest zrewitalizowanych i / lub nowych



Elementy:
nowe długo eksploatowane

Elementy:
nowe zrewitalizowane długo eksploatowane

Rys. 2. Bloki 200 MW „stare” czy „długo eksploatowane”?



Rys. 3. Wytyczne przedłużenia czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW

Uwzględniając fakt, że problem ten dotyczy ponad 40-tu bloków stanowiących ważną część Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Pro Novum*, przy współpracy ze specjalistami elektrowni wyposażonych w bloki 200 MW opracowało metodę przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW (rys. 3).

Opracowane przez *Pro Novum* „Wytyczne...” – jak dotąd – stały się standardem w tych polskich elektrowniach, w których *Pro Novum* wykonywało diagnostykę podczas remontów modernizacyjno-odtworzeniowych, to „tylko”/prawie 30 bloków, jednak znacząca część z tych, które planuje się eksploatować do 2025-2030 roku [3].

W prezentowanej metodyce [4, 5] zakłada się, że:

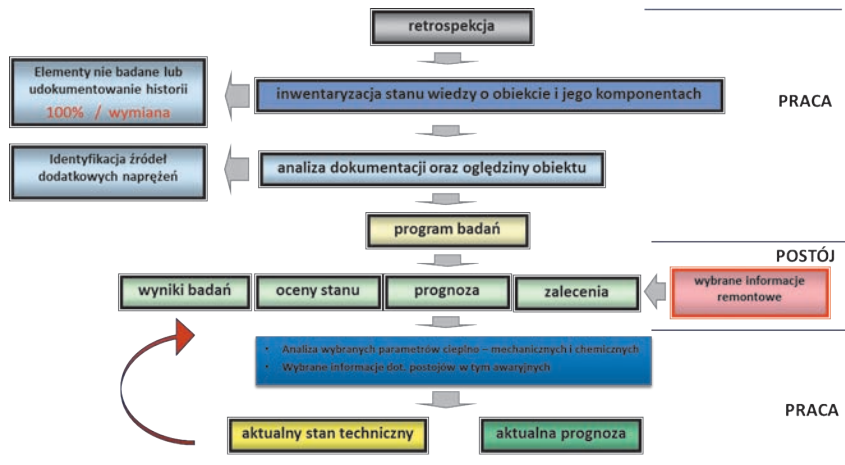
- po przekroczeniu trwałości projektowej element może pracować wykorzystując swoją trwałość indywidualną;
- należy określić zapas trwałości indywidualnej uwzględniając jego indywidualne cechy:
 - geometrię,
 - własności materiału,
 - warunki pracy;
- zapas trwałości należy skonfrontować z oczekiwanym czasem i warunkami pracy;
- ubytek trwałości należy monitorować:
 - wykonując okresowe badania,
 - monitorując warunki pracy.

Zakres diagnostyki określa się indywidualnie na podstawie retrospekcji. Sama diagnostyka zaś to proces ściśle powiązany z eksploatacją urządzenia (rys. 4). Zakres naprawy, sposób wydłużenia żywotności (np. poprzez rewitalizację) określa się na podstawie oceny stanu technicznego i prognozy trwałości.

W okresie przedłużonej eksploatacji nad urządzeniem sprawuje się nadzór diagnostyczny, którego celem jest aktualizowanie diagnozy, weryfikowanie prognozy trwałości oraz formułowanie odpowiednich, adekwatnych do potrzeb, zaleceń profilaktycznych.

Dodatkowo podejście *Pro Novum* zakłada, że:

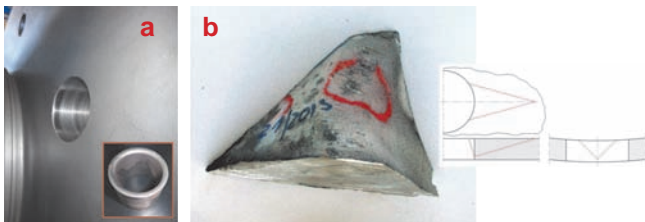
- określenie prognozy trwałości do kolejnej rewizji czy remontu kapitalnego nie wystarcza, aby zaplanować bezpieczną eksploatację i zwrot nakładów na modernizację w horyzoncie 15 - 20 lat;
- podstawowym zagrożeniem dla bezpieczeństwa nie jest pękanie, lecz zmęczenie ciepłno-mechaniczne, spowodowane zwłaszcza przez dodatkowe naprężenia o charakterze konstrukcyjnym, technologicznym i eksploatacyjnym;
- bez systemowego analizowania warunków pracy oraz analizy awaryjności nie sposób wyobrazić sobie bezpieczeństwa i wysokiej dyspozycyjności, zwłaszcza jeśli przyjąć, że większość bloków będzie pracowała w intensywnej regulacji.



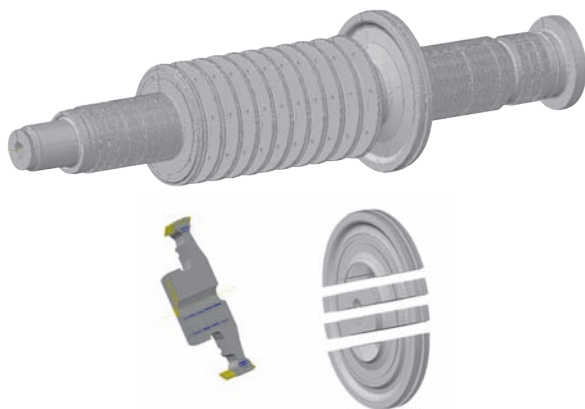
Rys. 4. Metodyka Pro Novum – diagnostyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia

Istotnymi elementami metodyki *Pro Novum* są odpowiednie badania, w tym:

- badania specjalne niszczące (rys. 5) – umożliwiające określenie wybranych własności wytrzymałościowych poprzez pobranie odpowiednich wycinków z miejsc najbardziej wytężonych; ubytek materiału po wycinku nie powinien wymagać naprawy poprzez spawanie;
- badania reprezentatywnych elementów wycofanych z eksploatacji (rys. 6), których wyniki powinny służyć m.in. do:
 - weryfikacji diagnoz i prognoz,
 - korekcji prawdopodobieństwa uszkodzenia,
 - interpretacji wyników badań podstawowych i specjalnych, w tym na mikropróbkach.



Rys. 5. Wycinki do badań specjalnych z tarcz wirnikowych (a) i walczaków (b)



Rys. 6. Badania wirnika WP wycofanego z eksploatacji

Opisana w artykule metodyka *Pro Novum* dotycząca zapewnienia bezpieczeństwa technicznego modernizowanych bloków 200 MW powinna, na każdym etapie, być wspierana przez nowoczesne narzędzia informatyczne. Trudno wyobrazić sobie dzisiaj działanie, którego nie wspiera lub nie może wspierać informatyka. W *Pro Novum* zauważyliśmy to paręnaście lat temu, a od 2004 roku rozwijamy projekt, który przybrał formę platformy informatycznej **LM System PRO+® ver. 2.0**. [6]. Platforma ta, zbudowana z pakietów funkcjonalnych i modułów, przygotowana jest w taki sposób, by wspierać zarządzanie wiedzą o stanie technicznych urządzeń przed i w czasie ich modernizacji, a także w okresie wydłużonej eksploatacji.

Podsumowanie i wnioski

1. Przedłużenie eksploatacji bloków 200 MW do ok. 2030 roku to ważne zadanie dla bezpieczeństwa KSE (48 jednostek o sumarycznej mocy ok. 11 000 MW o statusie JWCD).
2. Przy założeniu, że spełniać będą dotychczas akceptowane przepisy emisji, modernizacje można przeprowadzić w ok. 150-dniowych remontach przy nakładach nieprzekraczających 20% ceny nowego źródła o identycznej mocy.
3. Aby zapewnić, w możliwie największym stopniu, bezpieczeństwo pracy oraz realizację zamierzeń produkcyjnych inwestorów, *Pro Novum* wraz ze specjalistami z wszystkich grup energetycznych w Polsce, przy współpracy z Urzędem Dozoru Technicznego w Warszawie, opracowało propozycje jednolitych standardów:
 - badania i oceny stanu technicznego,
 - prognozowania trwałości,
 - weryfikacji oceny stanu technicznego i prognozy trwałości na podstawie:
 - okresowych badań,
 - bieżącej analizy warunków pracy oraz awaryjności.
4. Na możliwość pracy elementów krytycznych kotłów, rurociągów parowych oraz turbin ponad trwałość projektową wskazują wyniki badań niszczących tych elementów (które przepracowały ok. 250 000 godzin), wykonane przez *Pro Novum*.

5. „Wytyczne przedłużania eksploatacji...” zostały zaimplementowane na platformie informatycznej **LM System PRO+®**.
6. Zakładamy, że „Wytyczne przedłużania eksploatacji...” zostaną wykorzystane, w różnym stopniu, podczas modernizacji 27 bloków 200 MW.
7. *Pro Novum* wykonało także portal www.portal200pro.pl mogący integrować doświadczenia eksploatacyjne wszystkich użytkowników bloków 200 MW w Polsce. Portal zapewnia m.in. automatycznie realizowany serwis w zakresie statystyki uszkodzeń elementów krytycznych.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzszczyński J.: „Wydłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych – strategia bez alternatywy”. *Nowa Energia* 2009, nr 3.
- [2] Trzszczyński J.: „Przedłużanie eksploatacji majątku produkcyjnego – realistyczna strategia elektrowni w Polsce”. *Nowa Energia* 2010, nr 5.
- [3] Trzszczyński J., Merdalski W.: „Diagnostyka jako źródło wiedzy wspierające bezpieczeństwo eksploatacji oraz optymalizujące

koszty utrzymania stanu technicznego”. VII Konferencja Naukowo – Techniczna „Remonty i utrzymanie ruchu w energetyce”, Licheń 18-19 listopada 2014.

- [4] PN/20.2900/2013: „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I – Założenia ogólne. Część II – Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych. Część III – Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych kotłów”. *Pro Novum*, 2013.
- [5] PN/30.2910/2013: „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I – Założenia ogólne. Część II – Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów”. *Pro Novum*, 2013.
- [6] Trzszczyński J., Murzynowski W., Stanek R.: „10 lat doświadczeń oraz perspektywy rozwoju LM System PRO+® - platformy informatycznej wspierającej utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych”. *Energetyka* 2014, nr 8.



Stawomir Rajca, Ewald Grzesiczek

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

Podejście *Pro Novum* do oceny stanu technicznego łopatek części NP turbiny 200 MW na podstawie wieloletnich doświadczeń oraz ostatnich wyników badań

Pro Novum's attitude to assessment of LP part blades of turbine 200 MW based on many years' experience and recent test results

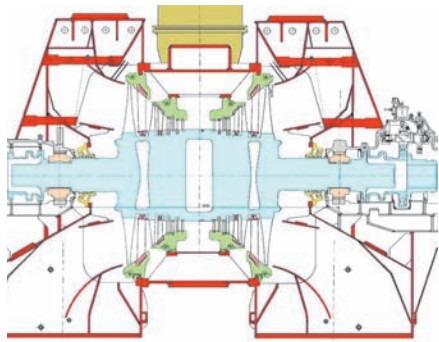
W latach 90. ubiegłego wieku zmodernizowano część NP turbiny, wymieniając wirnik z nasazanymi elementami i niskosprawnym układem przepływowym, na nowej konstrukcji wirnik i układ przepływowy, wg konstrukcji firmy *Alstom* (rys.1 i 2) lub *Westinhouse* (rys. 3 i 4).

Dane literaturowe dotyczące występowania pęknięć na stopkach łopatek ND37 wskazują, że w latach 1992-2012 zostały zainstalowane 92 jednostki z takimi wylotami, a więc 7000 pracujących łopatek. Pęknięcia na stopkach wykryto na 12 jednostkach. Łączna liczba pękniętych łopatek wynosiła 29. W tej statystyce nie ujęto m.in. przypadków pęknięć łopatek wykrytych przez *Pro Novum* latach 2013 i 2014.

Klasyczne badania diagnostyczne

Metody i zakres

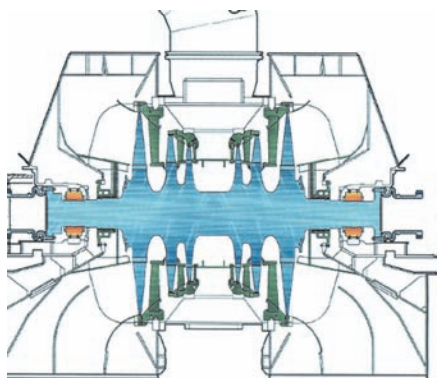
Wytyczne dotyczące badań łopatek NP przedstawił producent łopatek/dostawca części NP turbiny. Zakładają one rozłopatkowanie stopni nr 3 i 4 oraz badania defektoskopowe łopatek i wrębów metodą magnetyczno- proskową. Należy zauważyć, że nie wszyscy użytkownicy turbin ze zmodernizowanymi częściami NP byli informowani w tym samym czasie o procedurze kontroli łopatek. Jedni robili badania już w pierwszym remoncie po modernizacji, inni znacznie później.



Rys. 1. Część NP turbiny 200 MW po modernizacji wg Alstom



Rys. 2. Wirnik NP turbiny 200 MW, modernizacja Alstom Power



Rys. 3. Turbina 200 MW po modernizacji wg Westinhouse

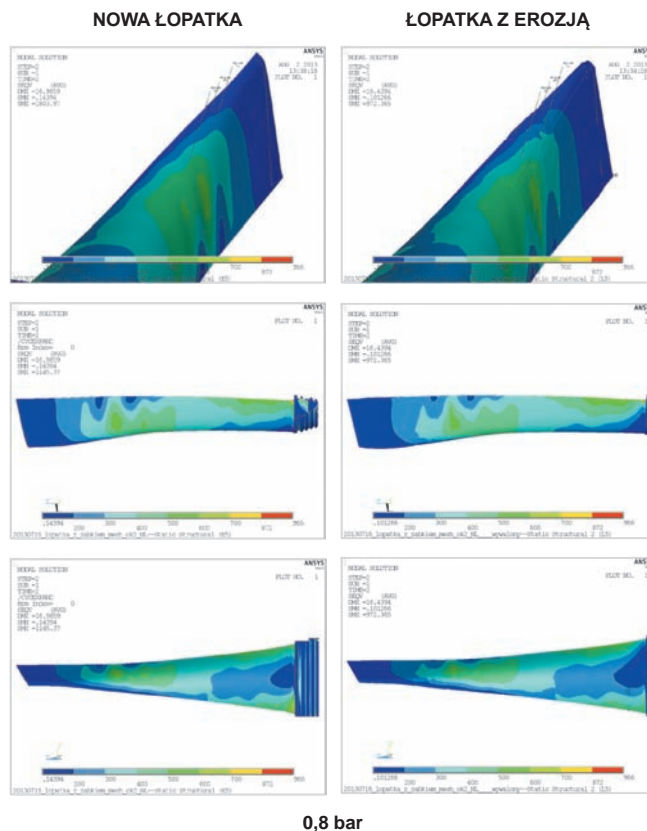


Rys. 4. Wirnik NP. turbiny 200 MW, modernizacja Westinhouse

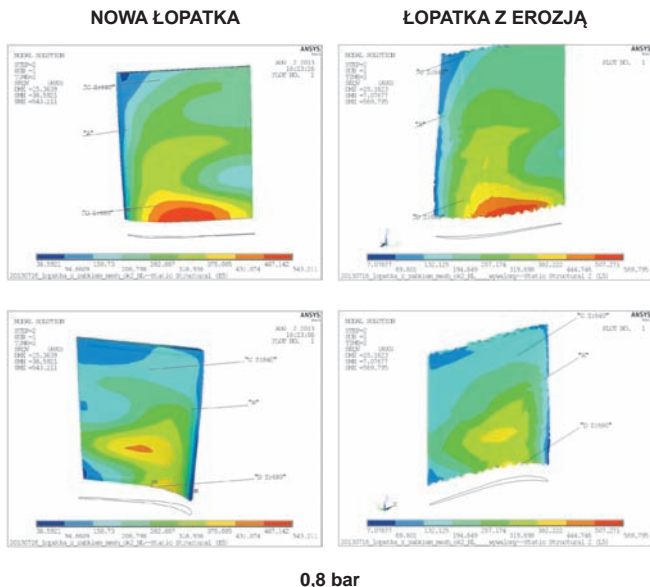
Początkowo nie braliśmy pod uwagę potrzeby badania łopatek i wrębów w aż tak szerokim zakresie. Zakładaliśmy, że trwałość zmodernizowanej części NP przewyższy trwałość długo eksploatowanych części WP i SP i nie będzie sprawiać problemów do zakończenia resursu turbin 13K215. Wykonane obliczenia rozkładu naprężeń w łopatce ND37 (nowej oraz z wyerodowaną krawędzią wlotową) wykazały, że procedura badań łopatek i wrębów po ich rozłatkowaniu jest jak najbardziej uzasadniona.

W czasie obliczeń stwierdzono, że:

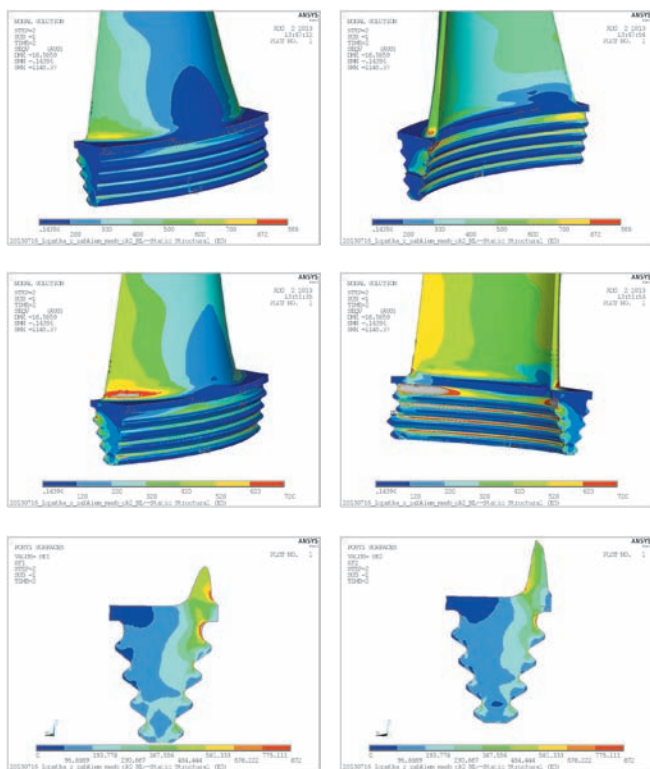
- rozkłady naprężeń i ich wartości w przypadku łopatki nowej i z erozją są na zbliżonym poziomie;
- w miejscu stwierdzonych ubytków erozyjnych wartości naprężeń w obu analizowanych przypadkach nie przekroczyły 200 MPa; maksymalne naprężenia występują w środkowej części pióra łopatki i mogą osiągać ok. 544 MPa dla łopatki nowej i ok. 570 MPa dla pióra łopatki z erozją;
- w miejscu stwierdzanych uszkodzeń erozyjnych, naprężenia zredukowane mają wartości dużo mniejsze od naprężeń dopuszczalnych dla materiału łopatki, natomiast dla naprężeń maksymalnych na piórze łopatki mogą nieznacznie przekraczać te wartości;
- maksymalne naprężenia występują w obszarach niedostępnych do badań metodą MT/ UT (bez rozłatkowania), tzn. występują we wrębach i stopkach łopatek; analiza numeryczna wykazała stosunkowo duży poziom wartości naprężeń zredukowanych w stopce łopatki – ponad 720 MPa, który lokalnie może znacznie przekraczać te wartości, a także granicę plastyczności materiału łopatki.



Rys. 5. Naprężenia zredukowane, MPa



Rys. 6. Naprężenia zredukowane, MPa

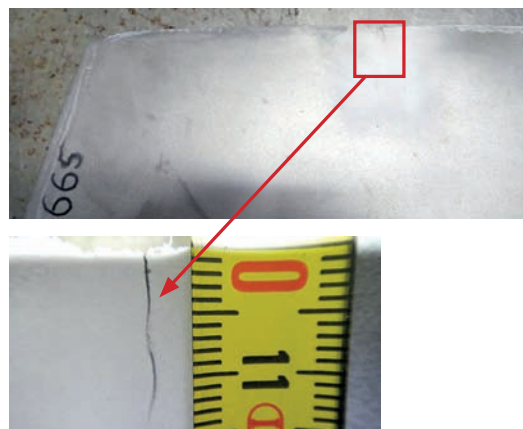


Rys. 7. Naprężenia zredukowane w stopce łopatek, MPa – 0,8 bar

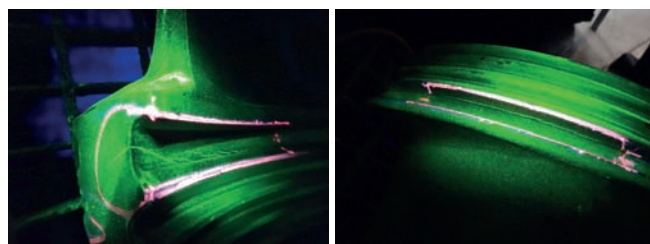
Wyniki w ostatnim czasie wykonanych badań diagnostycznych

Wykonane w ostatnich dwóch latach badania ujawniły m.in. pęknięcia:

- ośmiu łopatek 4. stopnia wirnika NP od strony generatora turbiny 1 (rys. 8),
- dwóch łopatek 4. stopnia wirnika NP od strony SP turbiny 2 (rys. 9 i 10).



Rys. 8. Łopátka ND37 „strona wklęsła” – pęknięcie na piórze



Rys. 9. Łopátka ND37 „strona wklęsła” – pęknięcie na stopce

Rys. 10. Łopátka ND37 „strona wypukła” – pęknięcie na stopce

Alternatywne metody badań łopatek

W ostatnich latach w energetyce oraz innych gałęziach przemysłu pojawiają się metody badawcze, które kuszą małym nakładem pracy (np. brakiem przygotowania powierzchni) oraz szybko dostępnymi wynikami, np. informującymi o stanie naprężeń własnych określanych metodą magnetycznej pamięci metalu (MPM).

Metoda ta jest uznana przez Międzynarodową Organizację Standaryzacji (ISO) jako wchodząca w skład badań nieniszczących. Norma ISO 24497-(1-3):2007 precyzuje warunki, ogólne wymagania zastosowań oraz kontroli połączeń spawanych urządzeń ciśnieniowych.

Metoda ta testowana jest przez część firm, a jej wyniki przyjmowane z rezerwą. Niektóre firmy z branży energetycznej wyciągają na podstawie wyników badań metodą MPM bardzo daleko idące wnioski, np. co do potrzeby cieplnej ingerencji w metal wału wirnika.

Na uwagę zasługuje fakt, że niektórzy badacze [1] zajmujący się podstawami fizyki ciała stałego nie akceptuje tej metody, a stwierdzenia podobne do niżej wymienionego niemal dyskredytują tę metodykę:

„Przedstawione wyniki stawiają pod znakiem zapytania fundamentalne założenia metodyki postulujące możliwość ilościowej i jakościowej oceny stanów naprężeń konstrukcji technicznych z gradientem wycieku pola magnetycznego. Pojęcie magnetycznej pamięci metalu zostało utworzone i wypromowane bez uzasadnienia i bez należytych badań podstawowych.

Należy stwierdzić, że nie wnosi ono niczego nowego w stosunku do zagadnień magnetycznego pola rozproszonego, dzieląc inherentne ograniczenia związane z tym tematem.”

Ponieważ w ostatnich latach przeżyliśmy wzloty i upadki wielu „innowacyjnych” metodyk badawczych, które miały dokonać epokowego przełomu w diagnostyce, a najczęściej kreowały szum informacyjny, zalecamy ostrożność w korzystaniu z metody MPM i co najmniej równoległe stosowanie metod klasycznych, nie tylko dobrze sprawdzonych, ale... wystarczających do wykrywania rzeczywistych uszkodzeń i interpretowania wyników.

Dotychczas ujawnione słabości metody MPM to:

- brak podstaw fizycznych,
- brak powiązania określanych w trakcie badania informacji o stanie naprężeń własnych z rzeczywistymi naprężeniami w elemencie,
- duża czułość metody na zmianę warunków badania, np. już piaskowanie elementu sprawia, że otrzymywane są znacznie różniące się wyniki,
- po ogólnym badaniu metodą MPM, zwłaszcza jeśli w jej wyniku otrzyma się wysoki poziom SKN, trzeba wykonać badania potwierdzające (MT, PT, UT).

Wnioski

1. Spośród zainstalowanych 92 turbin z wylotami ND37, na 12 turbinach w latach 1992-2012 stwierdzono pęknięcia łopatek ostatnich dwóch stopni.
2. W okresie dwóch ostatnich lat ujawniano kolejne pęknięcia na łopatkach o tym profilu. Spośród dwóch ostatnich przypadków – jeden zdecydowanie różnił się od poprzednich.

3. Łopatki, w tym – w pierwszej kolejności – ich stopki, oraz wręby wirnikowe powinny być badane w każdym remoncie kapitalnym po rozłopatkowaniu metodą magnetyczno-proszkową oraz ultradźwiękową.
4. Ujawnieniu pęknięć na profilach łopatek ND37 (jak również ich innych typów) powinny towarzyszyć czynności umożliwiające określenie przyczyn(y) ich uszkodzeń.
5. Stosowanie „nowych” metod badawczych w energetyce powinna poprzedzać procedura wdrożeniowa, na tyle długa, aby w jej trakcie znalazło się wystarczająco dużo czasu na wypracowanie kryteriów akceptacji i oceny przydatności wyników badań.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Augustyniak M., Usarek Z., Augustyniak B.: „Hierarchia czynników wpływu w diagnostyce komponentów stalowych metodą statycznego pola rozproszonego”. *Energetyka* 2014, nr 6.
- [2] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 86. 2966/2013. Niepublikowane.
- [3] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 166.3046/2013. Niepublikowane.
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 149.2877/2012. Niepublikowane.
- [5] Rozkosz M.: „Rozwój metodyki badań metody magnetycznej metalu”. XX Seminarium Nieniszczących Badań Materiałów. Zakopane, 12-14 marca 2014.



Leszek Wiśniowski, Stanisław Noworyta
TAURON Wytwarzanie S.A.

Strategia utrzymania nowych bloków z kotłami fluidalnymi oraz zmodernizowanych bloków 200 MW

Maintenance strategy for new power units with fluidized bed boilers and modernized 200 MW power units

Strategia zarządzania jest ściśle powiązana ze strukturą organizacyjną przedsiębiorstwa. W organizacjach, w których wydzielono wydział zarządzania majątkiem produkcyjnym przejmuje on całość zagadnień związanych z utrzymaniem majątku stanowiącego podstawę mocy wytwórczych.

W TAURON Wytwarzanie podstawę mocy wytwórczych stanowią bloki z kotłami fluidalnymi w elektrowniach Łagisza, Siersza i Jaworzno oraz bloki zmodernizowane 200 MW z kotłami pyłowymi. Należą do nich:

- blok kondensacyjny o mocy 460 MW w *Elektrowni Łagisza*,
- dwa bloki kondensacyjne w *Elektrowni Siersza* o mocy 155 MW każdy,
- dwa bloki ciepłowniczo-kondensacyjne w *Elektrowni Jaworzno II*, każdy o mocy 70 MW,
- biomasowy blok kondensacyjny o mocy 70 MW,
- modernizowane bloki kondensacyjne 200 MW – sześć w *Elektrowni Jaworzno III* oraz cztery w *Elektrowni Łazińska*.

Do końca 2014 r. na ośmiu blokach 200 MW zostanie zakończona modernizacja, a pozostałe dwa bloki w *Elektrowni Jaworzno III* zostaną zmodernizowane w 2015 r.

Przeprowadzone modernizacje bloków mają na celu umożliwienie ich eksploatacji do 2030 r. zgodnie ze strategią *TAURON Wytwarzanie* z zachowaniem obecnie obowiązujących i stale zaostrzanych norm w zakresie ochrony środowiska dotyczących zapylenia, emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu. Natomiast nowe bloki z kotłami fluidalnymi przewidziane są do eksploatacji poza rok 2040.

Uwarunkowania zewnętrzne, takie jak ochrona środowiska, bieżący popyt na energię elektryczną i związane z tym zmiany obciążenia bloków, konkurencja na rynku, warunki ekonomiczne wymuszają na producencie energii ciągłe dopasowywanie się do potrzeb rynku.

Cel, jakim jest utrzymanie majątku wytwórczego w dobrej kondycji zapewniającej bezpieczną eksploatację przy wysokim współczynniku dyspozycyjności i optymalizacji kosztów remontowych, może być osiągnięty przy następujących założeniach:

- za stan techniczny urządzeń odpowiada departament, który zarządza majątkiem,
- wiedza na temat stanu technicznego powstaje i jest gromadzona wewnątrz departamentu,
- wszystkie decyzje dotyczące majątku produkcyjnego są podejmowane przez departament zarządzający majątkiem.

Aby właściwie zarządzać majątkiem, niezależnie od przyjętych strategii, wiedza z diagnostyki powinna być podstawą podejmowanych decyzji związanych z planowaniem remontów i modernizacji. Jest to podstawowy warunek wykonania remontów w zakresie odpowiednim do stanu technicznego i oczekiwań eksploatacyjnych. Opracowany na jej podstawie zakres remontu, to – oprócz jakości – czynnik decydujący o kosztach w dłuższej perspektywie czasowej. Diagnostyka urządzeń elektrowni, zwłaszcza w dalszej bezpiecznej eksploatacji, musi być traktowana jako proces wielowątkowy i musi obejmować urządzenia cieplno-mechaniczne, elektryczne i urządzenia wirujące.

Bardzo często diagnostyka kojarzy się tylko z badaniami i pomiarami, a nie z procesem ciągłym, analizującym także historię eksploatacji, jej warunki, analizę awaryjności, przeprowadzone prace remontowe i modernizacyjne. Tylko wówczas interpretacja warunków pracy i prowadzona analiza badań doprowadzi do opracowania użytecznej oceny stanu technicznego i wiarygodnej prognozy.

Strategia przyjęta w *TAURON Wytwarzanie* dotycząca utrzymania głównych urządzeń wytwórczych elektrowni zakłada pozostanie przy stałych okresach remontowych, natomiast zakresy głównych remontów są ściśle określone na podstawie stanu technicznego. Okresy pomiędzy remontami wynoszą 6 lat, z wyjątkiem bloku 460 MW, który posiada ośmioletni okres remontowy. Takie podejście jest optymalne z uwagi na planowanie finansów, rozłożenie obciążeń finansowych w zaplanowanym cyklu oraz ze względu na procedury przetargowe zamówień publicznych.

Zakresy remontów kapitalnych i średnich szczegółowo określone są w Departamencie Zarządzania Majątkiem na podstawie Oceny Stanu Technicznego Urządzeń. Stan techniczny ustalany jest zgodnie z zamieszczonym schematem (rys. 1). Działania obejmują diagnostykę urządzeń, uwagi specjalistów branżowych, konsultacje u producentów urządzeń i opinie firm zewnętrznych (specjalistycznych).

W działaniach diagnostycznych głównym założeniem jest, aby centrum wiedzy o urządzeniach produkcyjnych znajdowało się w Departamencie Zarządzania Majątkiem. Wiedza ta jest w zależności od potrzeb udostępniana firmom specjalistycznym i producentom urządzeń. Tylko takie podejście pozwala na utrzymanie ciągłości informacji i doświadczeń na temat urządzeń, niezależnie od zmian organizacyjnych i niezależnie od firm wykonujących remonty lub serwisujących urządzenia.

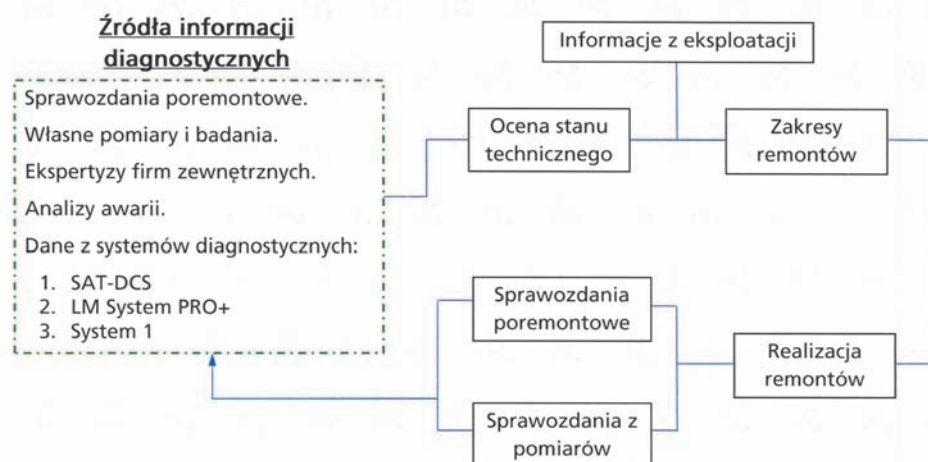
Prace pomiarowe wykonywane są przez pracowników Wydziału Oceny Technicznej i Diagnostyki lub w przypadku części prac (takich jak pomiary grubości, okresowe pomiary drgań urządzeń pomocniczych czy pomiary elektryczne) zlecane na zewnątrz.

Zawsze, jeżeli pomiary zlecane są firmom zewnętrznym Wydział Oceny Technicznej i Diagnostyki koordynuje ich przebieg.

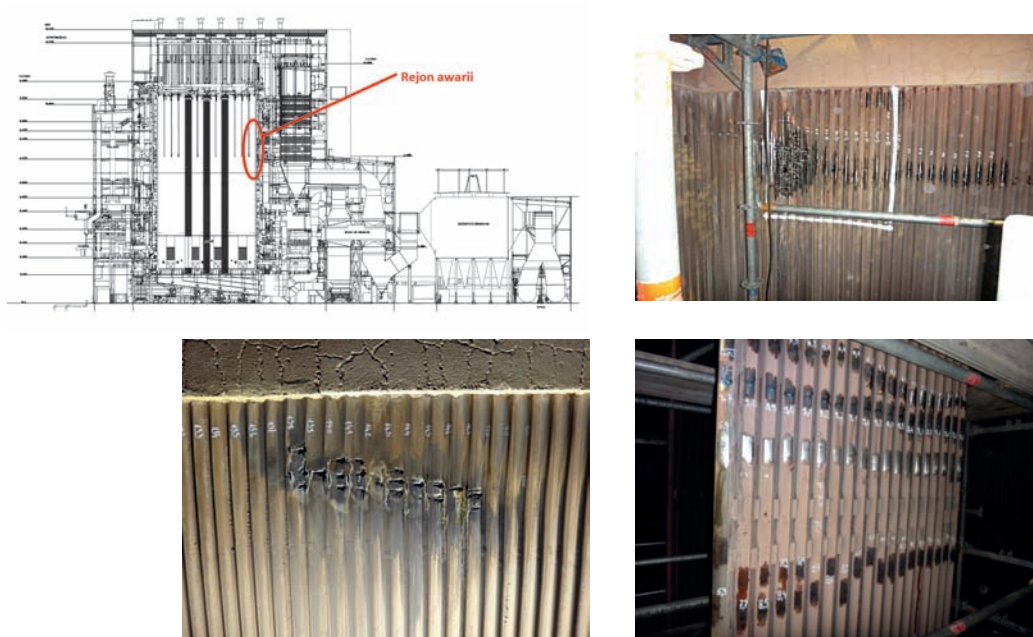
Źródłami pozyskiwania informacji diagnostycznych są:

- retrospekcja – informacje historyczne,
- dane procesowe z systemów DCS,
- informacje o wykonanych remontach i modernizacjach,
- dane pomiarowe,
- analizy awarii.

Poniżej przedstawiono zakresy badań diagnostycznych wykonywanych w celu określenia stanu technicznego urządzeń. Zobrazowane je rysunkami pochodzącymi z bloku nr 10 w *Elektrowni Łagisza*.



Rys. 1.



Rys. 2. Awaria powierzchni ogrzewalnych w komorze paleniskowej kotła nr 10 w *Elektrowni Łągisza*
Pęknięcie i rozerwanie rury ekranu prawego komory paleniskowej pod oknem wlotowym do 4 separatora, poziom 45,2 m.
Erozja wtórna rur ekranu prawego, ekranu tylnego i przegrzewacza grodziowego SH2



Rys. 3. Wykryta usterka na urządzeniach elektroenergetycznych podczas badań termowizyjnych.
Elektrownia Łągisza – transformator blokowy 10BAT10 – przekroczona wartość temperatury na złączu izolatora fazy L3 wyprowadzenia mocy; temperatura złączna przekracza 150°C

Przyjęto ośmioletni cykl remontowy dla tego bloku, z dwoma remontami średnimi i remontami bieżącymi, których zakres określany jest według bieżących potrzeb.

1. Pomiary wibrodiagnostyczne:
 - pomiary przed i po remontach planowych,
 - okresowe pomiary drgań wraz z diagnozą (1 raz/rok),
 - kwartalne pomiary urządzeń pomocniczych,
 - pomiary awaryjne,
 - pomiary termowizyjne wykonywane 1 raz/rok.
2. Diagnostyka materiałowa:
 - planowanie badań,
 - wykonywanie badań w remontach planowych,
 - badania nieniszczące powierzchni ogrzewalnych i elementów ciśnieniowych,
 - badania elementów turbin,
 - analiza awarii,
 - określanie sposobu naprawy uszkodzeń.
3. Diagnostyka urządzeń elektrycznych:
 - badania termowizyjne generatorów, transformatorów, urządzeń rozdzielczych i połączeń silnoprądowych (1 raz/rok),
 - pomiary ograniczników przepięć transformatorów (2 razy/rok),

- określanie stanu technicznego transformatorów na podstawie wyładowań niepełnych, szumów akustycznych oraz badań oleju i analiza gazów rozpuszczonych (1 raz/2 lata),
- określanie stanu technicznego generatorów metodą analizy szumów akustycznych i pomiaru drgań (1 raz/rok).

Wnioski

1. Centrum wiedzy na temat stanu technicznego urządzeń produkcyjnych znajduje się w Departamencie zarządzającym majątkiem.
2. Decyzje dotyczące zakresów remontów powstają w Departamencie Zarządzania Majątkiem.
3. Diagnostyka urządzeń produkcyjnych musi być traktowana jako proces długofalowy i jest podstawą do podejmowania decyzji w sprawie urządzeń produkcyjnych.
4. Szeroka wiedza jest podstawą do kształtowania prawidłowych relacji z wykonawcami remontów i dostawcami urządzeń.



Prezes Zarządu Pro Novum Jerzy Trzeszczyński



W dniach 1-3 października 2014 r. w Hotelu Angelo w Katowicach odbyło się zorganizowane przez Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o. o. **XVI Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe**

DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Utrzymanie stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych

Sympozjum zostało zorganizowane przy współpracy z Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie i Izłą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska oraz przy merytorycznym wsparciu TAURON Wytwarzanie S.A., EDF Polska S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S. A., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. oraz GDF Suez Energia Polska S.A.

Patronat Honorowy nad Sympozjum objął Urząd Dozoru Technicznego.

Patronat medialny nad Sympozjum sprawowały branżowe czasopisma: Energetyka, Przegląd Energetyczny, Energetyka Ciepła i Zawodowa, Nowa Energia, Dozór Techniczny oraz portal Elektroenergetyka i przemysł on-line. Inżynieria w praktyce.

W Sympozjum wzięło udział ponad 150 przedstawicieli elektrowni, firm remontowych i diagnostycznych, Urzędu Dozoru Technicznego oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

W uroczystym otwarciu Sympozjum udział wzięli członkowie Komitetu Honorowego. W pięciu sesjach wygłoszono 26 referatów.

Była to pierwsza ogólnopolska konferencja poświęcona utrzymaniu stanu technicznego bloków nowych, dla największego dotąd, tj. bloku 848 MW w EI. Bełchatów właśnie zakończył się okres gwarancyjny. Przedstawiono także doświadczenia eksploatacyjne oraz strategie utrzymaniowe dla obydwu bloków o mocy 460 MW (TAURON Wytwarzanie i PAK) „zielonego” bloku w Elektrowni Polaniec, Bloku Gazowo-Parowego w Elektrociepłowni Zielona Góra (EdF Polska) i nowych bloków z kotłami fluidalnymi eksploatowanymi w TAURON Wytwarzanie SA. Okazuje się, że bloków, które można uznać za nowe jest już kilka, tyle samo się w tej chwili buduje oraz budowę podobnej liczby bloków planuje się rozpocząć w ciągu najbliższych paru lat. Zainicjowanie więc dyskusji nt. strategii utrzymaniowych bloków nie tylko zmodernizowa-





nych, ale także nowych ma istotne znaczenie praktyczne i powinno być kontynuowane.

Wśród referatów wygłoszonych podczas Sympozjum z szczególnym zainteresowaniem spotkały się: wspólny referat PGE GiEK SA oraz Pro Novum sp. z o.o. dot. utrzymania stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych zmodernizowanych kotłów BB1150 na podstawie analizy ryzyka oraz przedstawiciela Urzędu Dozoru Technicznego nt. doświadczeń UDT związanych z badaniami eksploatacyjnymi nowych bloków energetycznych.

Symposium ma szansę spełnić oczekiwania Organizatora i jego merytorycznych partnerów zwracając uwagę na ważny dotychczas nie dyskutowany publicznie aspekt eksploatacji zwłaszcza nowych bloków z uwzględnieniem aktualnej i docelowej organizacji grup energetycznych.

Utrzymanie stanu technicznego elektrowni nie budzi większych emocji. Publiczna narracja zdominowana jest przez budowę nowych bloków. Prawdziwe emocje wzbudza ich wielkość, innowacyjność zastosowanych rozwiązań oraz sprawność. Bezpieczeństwo energetyczne rozpatruje się prawie wyłącznie w kontekście odpowiedniej mocy dostępnej w KSE zwłaszcza z jednostek o statusie JWCD. Podczas gdy spora część inwestorów zakończenie budowy traktuje jak koniec problemu i początek produkcyjnych i wizerunkowych sukcesów, dla dostawców zakończenie budowy to zapoczątkowanie kolejnej fazy biznesu. Wszelkie usługi doradcze, serwisy a złasz-

cza, nawet 12-toletnie LTSA i umowy na części zamienne otwierają wieloletnie projekty biznesowe o wartości porównywalnej z kosztami budowy bloku.

Otwierający Symposium oraz prezentujący pierwszy referat, **Prezes Zarządu Pro Novum sp. z o.o. Jerzy Trzeszczyński** starał się wykazać, że długookresowo, kompetencje techniczne niezależne od dostawców związane z utrzymaniem nowych jednostek będą równie ważne jak ich osiągi produkcyjne zwłaszcza, że wśród kilkunastu nowych bloków eksploatowanych po 2020 roku chyba tylko dwa (w Elektrowni Opole) będą identyczne! W swoim wystąpieniu przedstawił podejście do utrzymania nowych bloków, które nie tylko może pozwolić na kreowanie, niezależnego od dostawców *know-how*, ale także jego spolonizowanie.

W specjalnej sesji Prezentacje Firm i Nowych Technologii swoje aktualne oferty oprócz Organizatora – Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o. – przedstawiły firmy: Spetech sp. z o.o., CONCO East sp. z o.o., ROMIC Aparatura Elektroniczna.

Symposium towarzyszyła wystawa, gdzie oprócz Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o. stoiska wystawowe przygotowały: Conco East sp. z o.o., PentairValves& Controls Polska sp. z o.o., Turbolab – Diagnostyka Turbin sp. z o.o., Romic Aparatura Elektroniczna, EthosEnergy sp. z o.o. i Ecol sp. z o.o.

