

Biuletyn

nr 1/2017

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 **30 lat**

Szanowni Państwo

Energetyka polska od dłuższego czasu przechodzi transformację, w znacznej mierze wykreowaną przez prawo Unii Europejskiej oraz potrzeby Operatora KSE. Diagnostyka próbuje towarzyszyć tej transformacji. Pro Novum posiada w tym procesie znaczący udział, zarówno w zakresie standaryzacji badań urządzeń ciepłno-mechanicznych, jak również ich software'owej implementacji oraz organizacji nadzoru diagnostycznego w skali prawie całej klasy urządzeń, zwłaszcza bloków 200 MW. Takie kompleksowe podejście, przedstawione w pierwszym artykule niniejszego Biuletynu, zaprezentowaliśmy, kolejny raz, także za granicą^{*)}. Konfrontacja z zagranicznymi, współczesnymi metodami podejścia do diagnostyki wypadła dla nas pozytywnie. To dobra informacja dla wszystkich polskich użytkowników naszych Systemów Diagnostycznych zaimplementowanych na platformie LM System PRO+[®]. Zachęca to nas do podjęcia prac nad wersją 4.0 naszego Systemu, umożliwiającego m.in. współpracę z portalem internetowym integrującym wymianę informacji, wiedzy i doświadczeń użytkowników bloków klasy 200 MW.

Jerzy Trzeczcyński & Jerzy Dobosiewicz

Jerzy Trzeczcyński, Adrian Sobczyszyn,
Kamil Staszalek, Radosław Stanek, Sławomir Rajca
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.

Diagnostyka długoeksploatowanych bloków energetycznych przeznaczonych do pracy regulacyjnej

Diagnostics of long time operated power units planned for flexible operation

Rosnąca ilość energii generowanej z niestabilnych źródeł OZE, mająca priorytet w zasilaniu systemu elektroenergetycznego oraz prosumenckie nastawienie coraz większej liczby uczestników na rynku energii sprawia, że stabilizacja systemu elektroenergetycznego staje się coraz częściej ważniejsza niż prosta generacja. W takiej roli występują bloki opalane węglem, w polskiej elektroenergetyce zwłaszcza bloki spalające węgiel

kamienny. Tak długo jak magazyny energii nie złagodzą tego problemu stanowi to wielkie wyzwanie zarówno dla wytwarzania, dystrybucji jak również sprzedaży energii. Problemy dotyczące wytwarzania przekładają się na nowe wyzwania w zakresie utrzymania stanu technicznego urządzeń. Eksploatowane są nie tylko w nowych warunkach pod względem wyęźnienia w zakresie ciepłno-mechanicznym. Także zachowanie środowiska chemicznego (para, woda, kondensat), zapewniającego trwałość wielu elementów i węzłów konstrukcyjnych bloków, stało się trudniejsze i bardziej kosztowne.

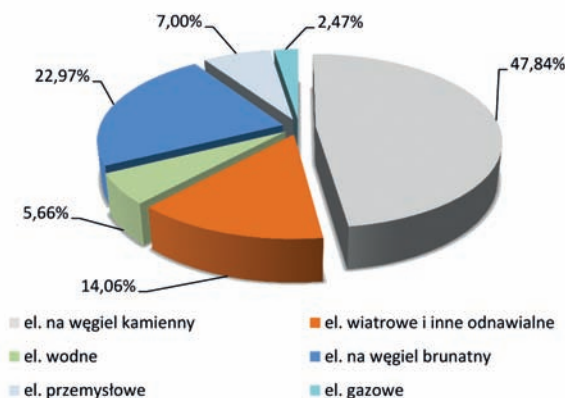
^{*)} VGB Workshop „Materials and Quality Assurance” 18/19 May 2017 in Maria Enzersdorf/Austria

Regulacyjna praca bloków energetycznych stawia bardzo wysokie wymagania w zakresie utrzymania stanu technicznego według kryterium niezawodności, a zwłaszcza dyspozycyjności. Z wielu względów, opisanych w dalszej części niniejszego artykułu, stawia to nie tylko większe, ale także nowe wymagania dla diagnostyki. Diagnostyka powinna pozwalać zarówno na identyfikowanie nowych rodzajów uszkodzeń, jak również na przetwarzanie informacji on-line, zdalny nadzór oraz automatyczne kreowanie wiedzy integrowanej ze wskaźnikami ekonomicznymi i szacowaniem ryzyka.

W polskim systemie elektroenergetycznym takim wyzwaniem powinny sprostać m.in. bloki klasy 200 MW, które przepracowały dotychczas ponad 200 000 godzin przechodząc liczne modernizacje. Ostatnie, które dobiegają końca, mają na celu spełnienie wymagań dyrektywy IED 2010/75/EU. Następne, planowane modernizacje będą dotyczyć spełnienia BAT Conclusions.

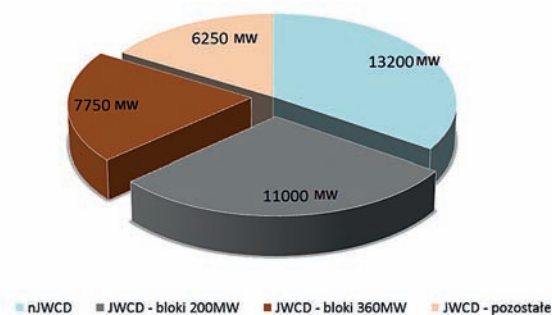
Specyfika polskiego systemu elektroenergetycznego

Bloki wyposażone w kotły spalające węgiel, zwłaszcza kamienny, stanowią istotną część polskiego systemu elektroenergetycznego, którego ogólną strukturę przedstawiono na rysunkach 1 i 2.



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym wyrażona w procentach (stan na grudzień 2015 r.)

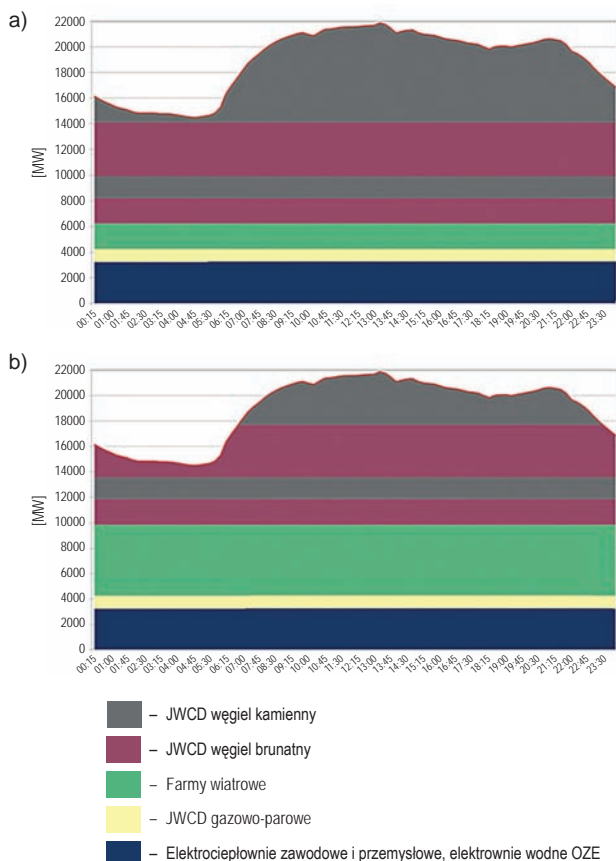
Źródło: Rzeczpospolita, wydanie: 10739, 2-3 maja 2017 r. (opracowanie własne)



Rys. 2. Bloki klasy 200 MW jako podstawowa część polskiego podsystemu elektroenergetycznego w zakresie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (stan na grudzień 2015 r.)

Źródło: PSE (opracowanie własne)

Wśród bloków spalających węgiel, bloki klasy 200 MW opalane węglem kamiennym stanowią ważną część źródeł energii bezpośrednio zarządzanych (JWCD) przez operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Obecna struktura mocy KSE oraz prognozy w zakresie jej zmian, zwłaszcza wzrost udziału OZE, źródeł rozproszonych oraz importu istotnie wpłyną na warunki eksploatacji bloków węglowych, w tym zwłaszcza bloków klasy 200 MW. Efekty tego widać już obecnie. Jak przedstawiono to na rysunku 3 bloki klasy 200 MW w malejącym stopniu będą pracować w trybie podstawowym, w coraz większym stopniu będą pełniły funkcje regulacyjne, stabilizując pracę systemu elektroenergetycznego.



Rys. 3. Strategie operatora KSE w zakresie zaspokajania chwilowych potrzeb na energię elektryczną:

a) rok 2016, b) prognoza na rok 2020 (w okresach zwiększonej generacji energii przez farmy wiatrowe)

Źródło: PSE (opracowanie własne)

Z wyżej opisanych powodów rozważana jest nowa strategia eksploatacji bloków na węgiel kamienny, która może obowiązywać po 2020 roku. Ważnym elementem tej strategii będzie rola bloków 200 MW w KSE, zwłaszcza tych, które będą spełniały wymagania BAT Conclusions. Na szczególną uwagę zasługiwać będą te bloki, które mają być przeznaczone do pracy podszczytowej i szczytowej, co będzie wynikać z konkretnych potrzeb KSE (rys. 3). Od takich jednostek będzie się wymagać m.in.:

- krótszych niż dotąd czasów uruchamiania, zwłaszcza ze stanu zimnego,
- zwiększonych do 4% mocy znamionowej/min prędkości uruchamiania i zmiany obciążenia,

- obniżenia minimum technicznego do ok. 40% mocy znamionowej,
- zwiększonej do ponad 200 liczby uruchomień/rok.
Zakłada się, że bloki odpowiednio przystosowane do pracy jw.:

- pracować będą 500-1500 godz./rok,
- pozostaną w KSE do ok. 2035 roku.

Rozpoczęto prace nad możliwie niskokosztowymi sposobami ich modernizacji m.in. dlatego, że trudno obecnie przewidzieć konsekwencje, zwłaszcza dla polskiej energetyki zdominowanej przez konwencjonalne elektrownie węglowe, polityki dekarbonizacji UE oraz postępu technicznego w energetyce, w szczególności w zakresie efektywnego magazynowania energii.

Bloki 200 MW i 360 MW w polskim systemie elektroenergetycznym

Obecnie moc osiągalna wszystkich źródeł w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wynosi ok. 38200 MW, w tym ok. 26000 MW pochodzi z Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (rys. 1 i 2).

Podstawę KSE stanowią trzy rodzaje bloków mających status JWCD (rys. 2):

- zmodernizowane bloki 200 MW,
- zmodernizowane bloki 360 MW,
- bloki nowe, w tym bloki węglowe na parametry nadkrytyczne o mocy powyżej 400 MW i bloki gazowo-parowe.

Czas eksploatacji bloków klasy 200 MW wynosi ok. 200 000 – 300 000 godzin, natomiast bloków 360 MW od ok. 120 000 do

200 000 godzin. Obydwa rodzaje bloków, zwłaszcza 200 MW, były wielokrotnie modernizowane w celu:

- przedłużenia trwałości (rewitalizację elementów stalowych turbin, wymiany elementów o najbardziej wyczerpanej trwałości),
- poprawy sprawności/zwiększenia mocy (modernizacja części NP turbosopłów, podwyższenie parametrów pracy).

Wszystkie bloki klasy 360 MW oraz większość bloków klasy 200 MW spełnia wymagania dyrektywy europejskiej IED 2010/75/EU. Z tego względu uważa się, że bloki te bardziej zasługują na określenie „długo eksploatowany” niż „stary”.

Ważną cechą – zwłaszcza bloków klasy 200 MW – jest to, że posiadają konstrukcję pozwalającą przedłużać trwałość głównych elementów grubościennych (krytycznych) do ok. 350 000 godzin przy zastosowaniu regeneracji i rewitalizacji, których koszty nie przekraczają 30% ceny nowego elementu [1-4].

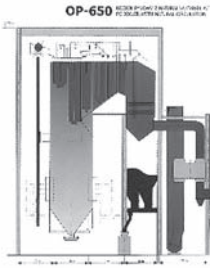
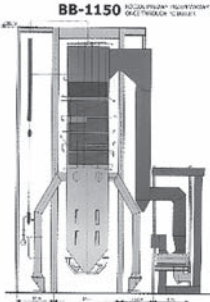
Podstawowe informacje na temat obydwu rodzajów bloków energetycznych dominujących w KSE przedstawiono w tablicach 1 i 2.

Z punktu widzenia przydatności do pracy regulacyjnej warto zwrócić uwagę na to, że:

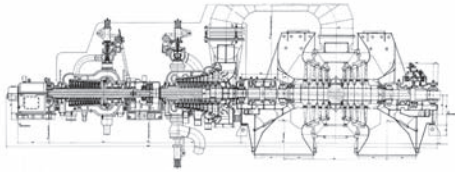
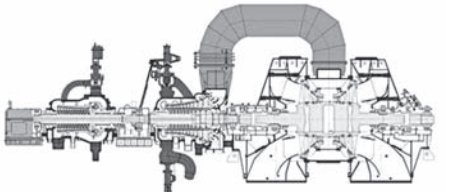
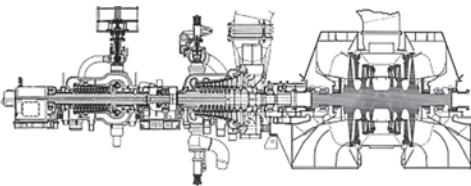
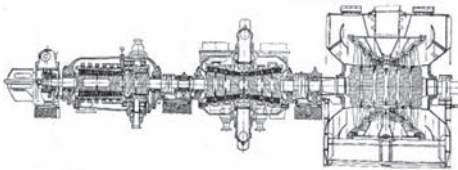
- kotły bloków o mocy 200 MW typu OP-650, OB-650, EP-650 to urządzenia z paleniskiem pyłowym i naturalnym obiegiem czynnika; są opalane węglem kamiennym (OP, EP) i brunatnym (OB), posiadają opromieniowane, ekranowe komory paleniskowe;
- kotły bloków o mocy 360 MW typu BP-1150 i BB-1150 to kotły pyłowe, przepływowe, opalane odpowiednio węglem kamiennym oraz brunatnym.

Tablica 1

Kotły bloków 200 MW i 360 MW; Źródło: Folder *Rafako* (opracowanie własne)

Moc bloku	Typ kotła	Schemat kotła	Podstawowe parametry pracy	
			ciśnienie pary świeżej	temperatura pary świeżej
215 MW, po modernizacji do 242 MW	OP – 650		13,5 MPa	540°C
	EP – 650		13,8 MPa	540°C
	OB – 650		13,8 MPa	540°C
360 MW	BB-1150		18,3 MPa	540°C
	BP-1150		19,0 MPa	570°C
po modernizacji do 394 MW	BB-1150 (po modernizacji)		18,3 MPa	540°C

Turbozespoły bloków 200 MW i 360 MW

Moc bloku	Typ turbozespołu	Schemat turbozespołu	Podstawowe parametry pracy	
			temperatura i ciśnienie pary dolotowej do części WP	temperatura i ciśnienie pary dolotowej do części SP
215 MW po modernizacji do 242 MW	13K215		535°C 12,75 MPa	535°C 2,31 MPa
	13K225 po modernizacji wg Alstom			
	13K225 po modernizacji wg Westinghouse			
360 MW	18K360 przed modernizacją		535°C 17,6 MPa	535°C 4,0 MPa
po modernizacji do 394 MW	18K360 po modernizacją		547 - 567°C 17 - 18,37 MPa	568°C 4,19 - 4,22 MPa

Warunki pracy głównych urządzeń ciepłno-mechanicznych

Bloki energetyczne o statusie JWCD (rys. 2) eksploatowane są od wielu lat w trybie różniącym się od pracy stabilnej (rys. 4). Systematycznie spada liczba godzin pracy (wielkość produkcji) oraz rozszerza pasmo regulacji, jednak bez przekraczania minimum technicznego określonego na poziomie ok. 60% mocy znamionowej bloku. Poza pracą niektórych bloków mającą charakter testów, nie eksploatuje się bloków przy liczbie uruchomień większej od 50/rok. Praca testowa pokazała jednak, że należy się liczyć z przyspieszonym ubytkiem trwałości, a nawet uszkodzeniami w części ciśnieniowej kotłów i częściach niskoprężnych turbin, a analiza doświadczeń zagranicznych wykazała, że uszkodzeń wywołanych intensywną regulacją można oczekiwać także w wielu innych miejscach bloku energetycznego (rys. 5).

Elastyczność pracy bloku energetycznego rozumiana jest jako jego zdolność do bezpiecznej i niezawodnej pracy w teoretycznie dowolnych stanach nieustalonych, wynikających z po-

trzeb bilansowania i stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Pojęcie to dotyczy zarówno zmian obciążenia bloku, jak również jego odstawiania do różnych rodzajów rezerwy, w tym nawet dłuższych niż 20 dni postojów (rys. 6).

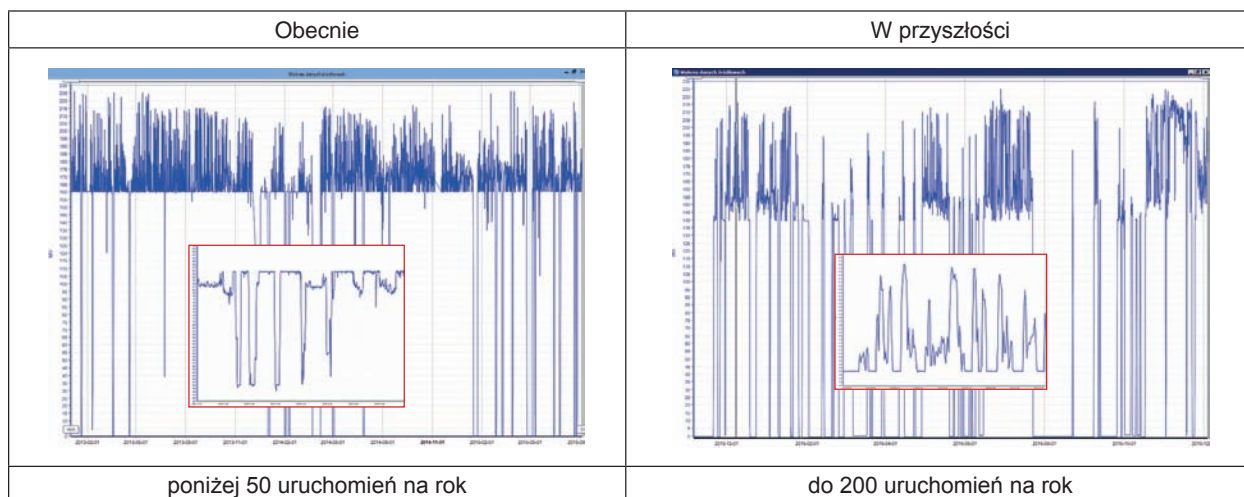
Miarą elastyczności bloku jest:

- dopuszczalny zakres jego obciążenia mocą czynną,
- dopuszczalna szybkość zmian obciążenia,
- zdolność do szybkich uruchomień i odstawień,
- trwała praca z mocą minimalną,
- zdolność do codziennych odstawień i szybkich uruchomień.

Jednocześnie oczekuje się optymalizacji wielu parametrów, jak:

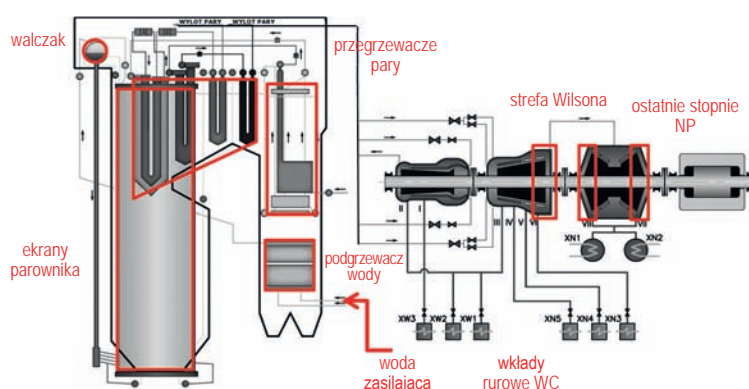
- redukcja kosztów paliwa,
- jak najmniejsza redukcja sprawności,
- możliwie największa efektywność produkcji,
- spełnienie wymagań ekologicznych,
- minimalizacja redukcji trwałości – zapewnienie wysokiej dyspozycyjności.

Wszystkie cechy pracy regulacyjnej przedstawiono na rysunku 6.



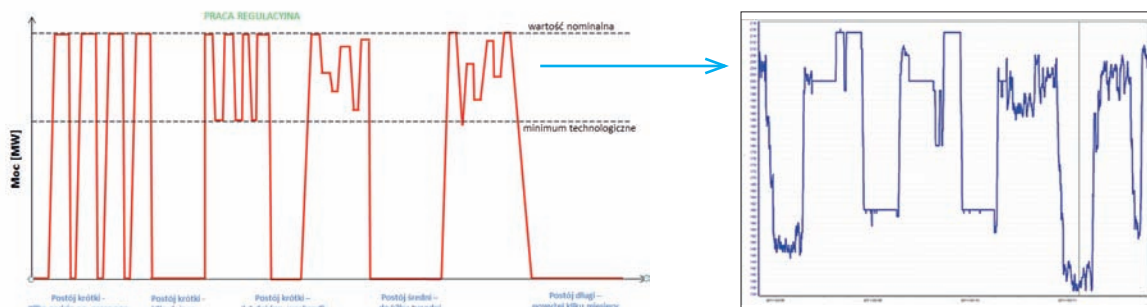
Rys. 4. Wykresy mocy bloku pracującego w regulacji obecnie (dobowe podjazdy i zjazdy mocy) oraz w przyszłości (dotyczy zwłaszcza bloków klasy 200 MW)

Źródło: opracowanie własne



Rys. 5. Lokalizacja stref szczególnie narażonych na negatywny wpływ pracy regulacyjnej bloku energetycznego

Źródło: opracowanie własne



Rys. 6. Praca regulacyjna bloku energetycznego

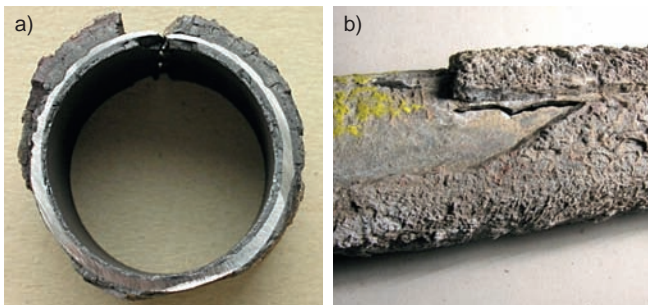
Źródło: opracowanie własne

Uszkodzenia i problemy związane z pracą regulacyjną

Stan techniczny długo eksploatowanych urządzeń zależy od historii i warunków ich eksploatacji oraz od zakresów i poziomu technicznego planowych remontów, które zależą z kolei od jakości diagnostyki. Identyfikowanie uszkodzeń związanych z pracą regulacyjną wymaga specjalnie dostosowanej do tego diagnostyki oraz personelu o odpowiednich kompetencjach.

Poniżej przedstawiono kilka wybranych przykładów uszkodzeń, związanych w znacznym stopniu z pracą regulacyjną. Związane są one zwłaszcza z:

- możliwością zerwania cyrkulacji w kotle – praca rur powierzchni ogrzewalnych w warunkach sprzyjających ich przegrzaniu (rys. 7 i 8),
- niedograniem wody zasilającej w momencie zwiększania mocy bloku – wzrost różnicy temperatur między wodą kotłową w walczaku/temperaturą ścianki walczaka a wody zasilającej – pęknięcia w strefie wodnej walczaka (rys. 9 i 10),



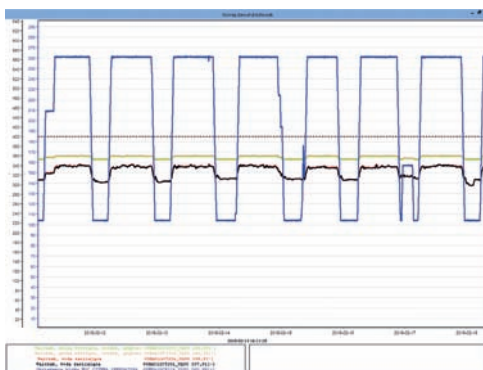
Rys. 7. Zaktócenia cyrkulacji czynnika w kotle – korozja wysokotemperaturowa – obustronne pocienienie ścianki węzownicy aż do perforacji: a) przekrój poprzeczny, b) powierzchnia zewnętrzna
Źródło: opracowanie własne



Rys. 8. Zaktócenia cyrkulacji czynnika w kotle – przegrzanie rur przegrzewacza pary
Źródło: opracowanie własne



Rys. 9. Pęknięcia na krawędzi otworu pod rurę opadową w strefie wodnej walczaka
Źródło: opracowanie własne



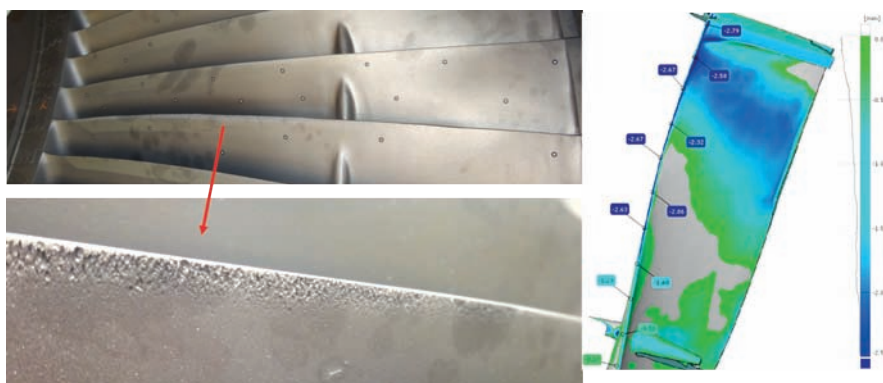
Rys. 10. Okresowy wzrost różnicy temperatur pomiędzy temperaturą wody zasilającej a temperaturą ścianki płaszcza walczaka
Źródło: opracowanie własne



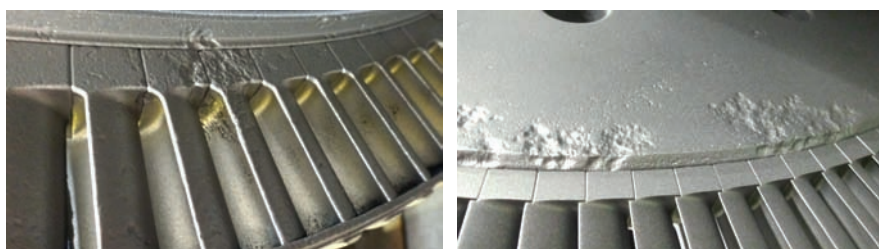
Rys. 11. Pęknięcia krawędzi otworu w komorze wylotowej przegrzewacza pary świeżej jako rezultat zwiększonej liczby i prędkości uruchomień bloku ze stanu gorącego
Źródło: opracowanie własne



Rys. 12. Szlakowanie rur ekranowych jako rezultat spalania biomasy oraz pracy kotła z licznymi uruchomieniami i obniżonym minimum technicznym



Rys. 13. Wpływ pracy turbiny z obniżoną mocą na intensyfikację erozji łopatek ostatniego stopnia NP turbiny



Rys. 14. Korozja postojowa zidentyfikowana na tarczach wirnikowych jako rezultat nieskutecznego zabezpieczenia układu przepływowego turbiny podczas postojów dłuższych niż 20 dni

- wzrostem amplitudy i częstotliwości różnic temperatur pomiędzy czynnikiem a metalem jako rezultat szybszych uruchomień ze stanu gorącego bloku (rys. 11),
- szlakowaniem rur ekranowych jako rezultat pracy kotła z licznymi uruchomieniami i obniżonym minimum technicznym (rys. 12),
- intensyfikacją erozji łopatek ostatnich stopni NP jako rezultat pracy turbiny z obniżoną mocą (rys. 13),
- korozją postojową elementów układu przepływowego turbiny jako skutek niedostatecznego zabezpieczenia turbiny przed korozją postojową (rys. 14).

W obszarze chemii energetycznej można oczekiwać wymienionych poniżej problemów.

- Brak możliwości utrzymania stabilnych parametrów fizykochemicznych w układzie kondensacji i wody zasilającej, zwłaszcza w układach, gdzie całość korekcji prowadzona jest przez te dwa układy, a układy dozujące nie są zaprojektowane do nadążania za zmieniającym się strumieniem czynnika. Zmiany kluczowych parametrów w tych układach, jak: odczyn pH i potencjał utleniająco-redukcyjny wpływają bardzo niekorzystnie na stabilność warstw ochronnych w układzie zasilania i kondensacji oraz powodują emisję zanieczyszczeń stałych do czynnika, z którym przedostają się do obiegu kotłowego (osadzanie zanieczyszczeń na powierzchniach ogrzewalnych) oraz wraz z wodą wtłokową do przegrzewaczy pary i wtórnie do turbiny. Ma to szczególnie niekorzystne znaczenie w układach ze stopów miedzi (kondensatory, wymienniki regeneracji niskoprężnej), które są bardzo czułe na zmiany parametrów chemicznych, a sama miedź wraz z innymi składnikami stopów miedzi jest przyczyną uszkodzeń korozyjnych w kotle i problemów z prowadzeniem prac remontowych (utwardzanie i pękanie spoin) oraz ze spadkiem sprawności po stronie turbiny (odkładanie osadów w częściach wysoko- i niskoprężnej).
- Idący w parze za powyższymi zjawiskami przyrost ilości osadów na powierzchniach ogrzewalnych może być przyczyną zwiększania się liczby uszkodzeń korozyjnych.
- Zmiany prędkości przepływu (turbulencja) w układzie wody zasilającej przy dodatkowych zmianach w obszarze wyżej wymienionych parametrów mogą być z kolei przyczyną zintensyfikowania zjawisk związanych z FAC (*Flow Accelerated Corrosion*).
- Układy wodno-parowe, w których stosowany jest stały alkalizator wody kotłowej będą bardziej elastyczne, jednakże pojawi się problem unosu mechanicznego fosforanów (i innych zanieczyszczeń) do pary w momencie przyrostu mocy na turbinie i spadku ciśnienia w kotle, w czasie którego woda w walcu szybko odparowuje przedostając się do traktu parowego i dalej do turbiny. Efekt zjawiska podobny jak dla zanieczyszczeń z układu zasilającego.
- Regulacyjność to również odstawienia urządzeń do rezerwy (rys. 6), krótszej lub dłuższej, i cały szereg zjawisk związanych z korozją postojową (korozja, niedotrzymywanie parametrów przy ponownym uruchomieniu, transport zanieczyszczeń w trakcie uruchamiania).

Koncepcja *Pro Novum* dotycząca przedłużania czasu pracy elementów krytycznych bloków 200 MW

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

- określenie zapasu trwałości elementu w perspektywie oczekiwanej eksploatacji bloku (przyjęto 350 000 godzin),
- bieżące weryfikowanie stopnia redukcji zapasu trwałości, uwzględniając zwłaszcza rzeczywiste warunki eksploatacji.

Uwzględniając fakt, że problem ten dotyczy ponad 40-tu bloków klasy 200 MW oraz 16 bloków klasy 360 MW *Pro Novum*, przy współpracy ze specjalistami wszystkich elektrowni wyposażonych w obydwie rodzaje bloków, opracowano metodykę przedłużania czasu ich eksploatacji w formie „Wytycznych..” [1-4, 6]. Ważną częścią tego działania było wykonanie badań elementów krytycznych bloków 200 MW (wirników WP i SP, kadłubów i komór zaworowych turbin oraz kolan rurociągów pary świeżej i wtórnie przegrzanej) wycofanych z eksploatacji po przekroczeniu 250 000 godzin pracy [3].

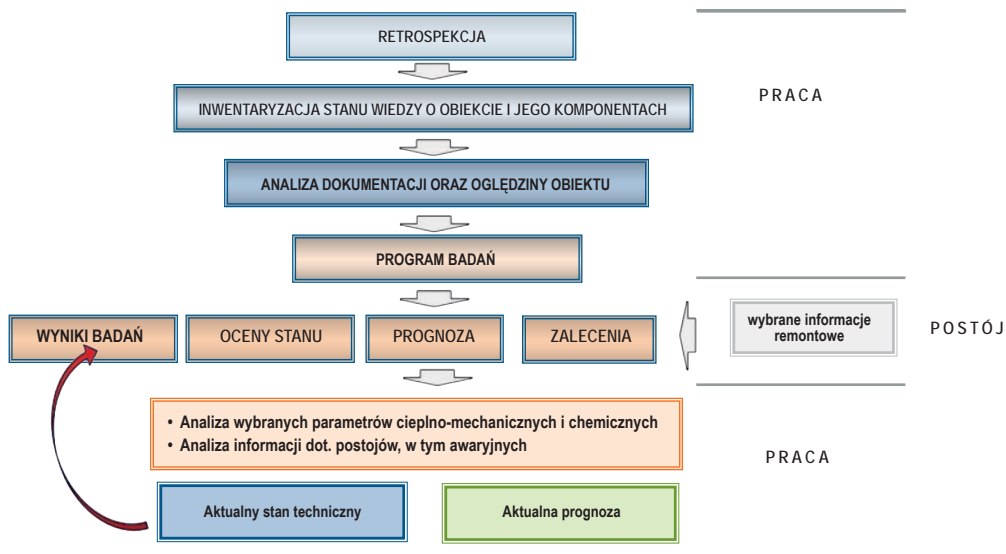
W metodyce jw. przyjęto, że:

- po przekroczeniu trwałości projektowej element może pracować wykorzystując swoją trwałość indywidualną,
- zapas trwałości indywidualnej określa się uwzględniając indywidualne cechy elementu:
 - geometrię,
 - własności materiału,
 - warunki pracy,
- zapas trwałości konfrontuje się z oczekiwanym czasem i warunkami pracy,
- bieżący ubytek trwałości monitorowany jest przy wykorzystaniu:
 - okresowych badań,
 - monitorowania warunków pracy,
 - analizy awaryjności.

Zakres diagnostyki określa się indywidualnie na podstawie retrospekcji. Sama diagnostyka zaś to proces ściśle powiązany z eksploatacją urządzenia (rys. 14). Zakres naprawy, sposób wydłużenia żywotności (np. poprzez rewitalizację) określa się na podstawie oceny stanu technicznego. W okresie przedłużonej eksploatacji nad urządzeniem sprawuje się nadzór diagnostyczny, na ogół w zdalny sposób, którego celem jest aktualizowanie diagnozy, weryfikowanie prognozy trwałości oraz formułowanie odpowiednich, adekwatnych do potrzeb, zaleceń profilaktycznych.

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

- badania specjalne niszczące – umożliwiające określenie wybranych własności wytrzymałościowych poprzez pobranie odpowiednich wycinków z miejsc najbardziej wytężonych; ubytek materiału po wycinku nie powinien wymagać naprawy poprzez spawanie;
- badania specjalne nieniszczące – pozwalające na pośrednie określenie stanu (własności) metalu na podstawie badań metalograficznych z zastosowaniem odpowiedniej preparatyki,
- badania reprezentatywnych elementów wycofanych z eksploatacji, których wyniki służą m.in. do:



Rys. 15. Metodyka *Pro Novum* – diagnostyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia
Źródło: opracowanie własne

- weryfikacji diagnoz i prognoz,
- korekcji prawdopodobieństwa uszkodzenia,
- interpretacji wyników badań podstawowych i specjalnych, w tym na mikropróbkach.

LM System PRO+® systemowe podejście do nadzoru diagnostycznego bloków pracujących w trybie regulacyjnym

Metodyka *Pro Novum* wymaga rejestracji i przetwarzania dużej ilości informacji, także udostępnianych w trybie on-line. Dlatego też została zaimplementowana na platformie informatycznej LM System PRO+®.

LM System PRO+® jest rozwijany od 2004 roku [4,5]. Platforma ta, utworzona z pakietów funkcjonalnych i modułów, zbudowana jest w taki sposób, by wspierać zarządzanie wiedzą o stanie technicznych urządzeń przed i w czasie ich modernizacji, a także w okresie wydłużonej eksploatacji. Obecnie oferowana jest najbardziej zaawansowana wersja 3.0 Systemu, jednocześnie trwają prace nad wersją 4.0, m.in. wyposażoną w algorytmy zaawansowanej bigdatowej analityki oraz maszynowego uczenia.

System w aktualnej wersji pozwala monitorować większość negatywnych zjawisk regulacji, jeśli chodzi o ich wpływ na trwałość elementów i węzłów konstrukcyjnych bloków, m.in. na automatyczną, bieżącą analizę:

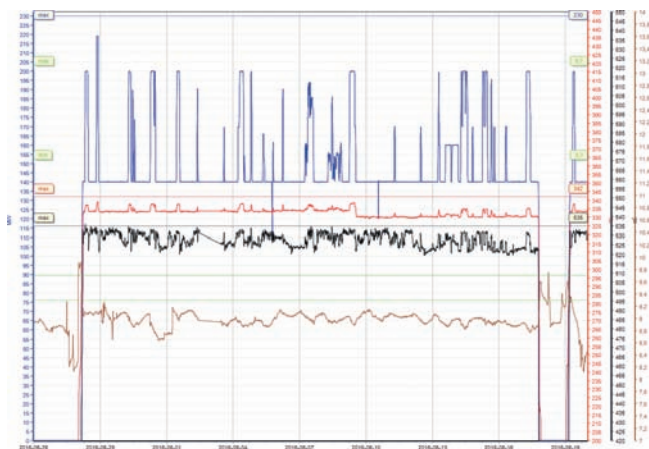
- warunków pracy w zakresie parametrów:
 - cieplno-mechanicznych,
 - chemicznych,
- warunków uruchamiania i odstawiania bloków,
- powiązania wpływu czynników cieplno-mechanicznych oraz chemicznych,
- statystyk awaryjności.

System wyznacza również wskaźnik charakteryzujący pracę regulacyjną (*index of flexible operation* – IFO), uwzględniając:

- liczbę, rodzaj i prędkość uruchomień,
- liczbę, rodzaj i czas trwania postojów,

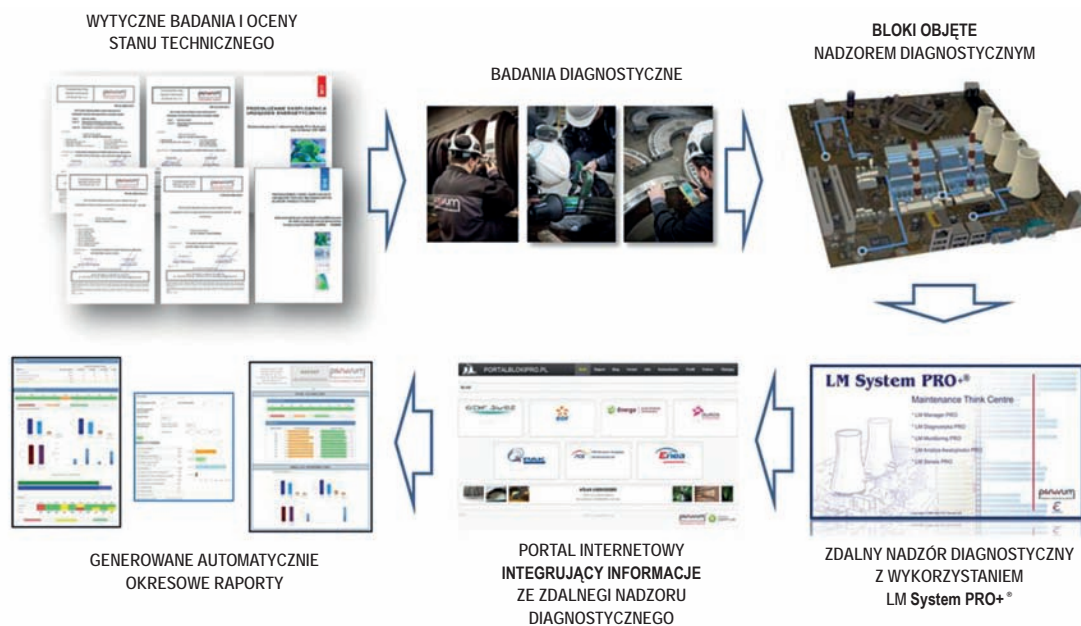
- liczbę podjazdów i zjazdów mocy,
- prędkość zmian mocy,
- czas pracy bloku z mocą większą od znamionowej,
- czas pracy bloku z mocą mniejszą od minimum technicznego,
- zmiany wartości wybranych parametrów cieplno-mechanicznych i chemicznych synchronicznie do zmian mocy (rys. 16).

Wartość IFO może być przydatna do optymalizowania zależności pomiędzy głębokością regulacji, dyspozycyjnością bloku, kosztów maintenance'u oraz ceną energii/wielkością produkcji. To ważna wiedza zarówno dla producenta energii jak i operatora KSE, dysponenta bloków o statusie JWCD.



Rys. 16. Przykład monitorowania warunków pracy bloku w celu wyznaczenia indexu intensywności pracy regulacyjnej IFO
Źródło: opracowanie własne

Na rysunku 17 przedstawiono schematycznie kompletny system diagnostyczny dla bloków 200 MW, zwłaszcza dla tych z nich, które będą eksploatowane w trybie głębokiej regulacji. Platforma informatyczna LM System PRO+® według standardów opisanych w „Wytycznych przedłużania eksploatacji..” integruje wyniki badań, ocen stanu technicznego i prognoz trwałości oraz



Rys. 17. Platforma informatyczna LM System PRO+® integrująca „Wytyczne przedłużania eksploatacji..” wyniki badań, informacje na temat historii i warunków eksploatacji bloków wraz z portalem internetowym integrującym użytkowników bloków 200 MW i generującym okresowe raporty

Źródło: opracowanie własne

informacje na temat historii i warunków eksploatacji. Za pośrednictwem portalu internetowego integruje wszystkich użytkowników bloków 200 MW generując automatycznie okresowe raporty, zawierające zwłaszcza wyniki analizy awaryjności w zależności od historii oraz od warunków eksploatacji.

Podsumowanie

W wyniku szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii polski system elektroenergetyczny będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla zbilansowania chwilowych potrzeb oraz utrzymania jego stabilności. Metodyki diagnozowania bloków pracujących w regulacji powinny uwzględniać szkodliwy dla trwałości (dyspozycyjności i kosztów remontowych) nowy tryb pracy bloków. Badania powinny pozwalać na identyfikację degradacji i uszkodzeń wywołanych niestacjonarną pracą urządzeń. Metodyki diagnozowania stanu technicznego powinny uwzględniać m.in. wyniki analizy warunków pracy. Wyższy status powinna uzyskać analiza awaryjności.

Diagnostykę, zwłaszcza wykonywaną w zdalnym trybie powinny wspierać systemy informatyczne zapewniając nie tylko rejestrację dużej liczby danych i informacji, ale także ich automatyczne przetwarzanie, w tym zwłaszcza zaawansowaną analitykę i bezobsługowe raportowanie. Systemy mogą być odpowiednio integrowane, dla określonego typu bloków, w skali krajowego systemu elektroenergetycznego, przy pomocy internetowego portalu.

PIŚMIENNICTWO

[1] 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*. Katowice, luty 2013.

- [2] 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*. Katowice, luty 2013.
- [3] Sprawozdanie *Pro Novum* 049.3096/2014: Badania wybranych elementów krytycznych bloków 200 MW po długotrwałej eksploatacji dla określenia możliwości przedłużania ich eksploatacji do 350 000 godzin.
- [4] PN/045.3360/2016: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW. *Pro Novum*. Katowice 2016.
- [5] Trzeszczyński 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.
- [6] Trzeszczyński J.: System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych po przekroczeniu 300 000 godzin. *Dozór Techniczny* 2012, nr 2.
- [7] Stanek R., Maciejewski J.: Doświadczenia związane z nadzorem diagnostycznym powierzchni ogrzewalnych zmodernizowanych kotłów BB-1150 na podstawie analizy ryzyka. *Energetyka* 2015, nr 12.
- [8] Rajca S., Grzesiczek E.: Uszkodzenia turbozespołów powodowane pracą regulacyjną oraz długotrwałymi postojami. *Energetyka* 2016, nr 12.
- [9] Viswanathan V., Gray D.: Damage to Power Plants Due to Cycling. Technical Report. EPRI, July 2001.

Doświadczenia *Pro Novum* w zakresie wykonywania nadzoru diagnostycznego powierzchni ogrzewalnych kotłów BB-1150 i OP-650 z wykorzystaniem analizy ryzyka

Pro Novum experience in performing diagnostic supervision of BB-1150 and OP-650 boilers heating surfaces based on risk analysis

Dyspozycyjność bloków, w największym stopniu, zależy od stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych. Poszczególne rodzaje powierzchni ogrzewalnych pracują w różnych, skomplikowanych warunkach, ulegając nieszczelnościom z wielu przyczyn. Źródłem(am) uszkodzeń są warunki pracy od strony czynnika (woda, para) oraz spalin (paliwa). Źródłem uszkodzeń są także błędy wykonania/montażu i konstrukcyjne (na nowych kotłach lub po ich modernizacji).

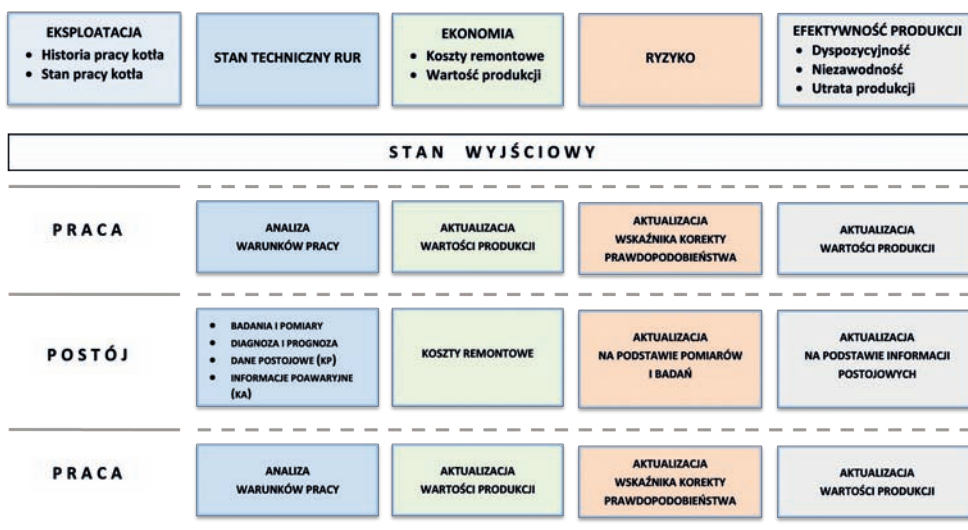
Optymalizacja nakładów na utrzymanie stanu technicznego dokonuje się bardzo często przez ich prostą redukcję. To bez wątplenia złe podejście wymuszone w największym stopniu brakiem narzędzi, które systemowo kojarzyłyby potrzeby techniki, ekonomii i bezpieczeństwa.

W artykule opisano doświadczenia z wykonywanych nadzorów diagnostycznych w formie usługi LTDS (Long Time Diagnostic Service) m.in. powierzchni ogrzewalnych na zmodernizowanych kotłach bloków 200 MW i 360 MW, zintegrowanych z bazą danych

ekonomicznych zawierającą m.in. koszty usuwania nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych oraz wartość produkcji [1]. Rezultatem integracji wyników badań diagnostycznych, analizy awaryjności, warunków pracy oraz wybranych danych ekonomicznych jest podejście do utrzymania stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotłów wg strategii Risk Base Maintenance (RBM).

Koncepcja nadzoru diagnostycznego powierzchni ogrzewalnych kotłów BB-1150 i OP-650 z wykorzystaniem analizy ryzyka

Nadzór diagnostyczny nad stanem technicznym wybranych węzłów konstrukcyjnych i/lub pojedynczych elementów urządzeń elektrowni i elektrociepłowni wykonywany jest ze wsparciem eksperckim specjalistów *Pro Novum*. Do automatycznie generowanych z systemu raportów dopisywane są wnioski



Rys. 1. Procesy synchronicznie analizowane przez LM Serwis PRO®

i zalecenia ekspertów. W ramach LM Serwis PRO® monitorowany jest aktualny stan techniczny i/lub wybrane problemy występujące na urządzeniach ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych.

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.

Program jednocześnie nadzoruje przebieg pięciu procesów wskazanych na rysunku 1, zintegrowanych z pracą bloku.

W ramach nadzoru diagnostycznego koordynator z Elektrowni odpowiedzialny jest za:

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

System informatyczny wspierający nadzór diagnostyczny

Nadzór diagnostyczny wspierany jest przez pakiet funkcjonalny LM Serwis PRO® platformy informatycznej LM System PRO+® ver. 3.0 (rys. 2).



Rys. 2. LM Serwis PRO® – moduł analizy ryzyka



Rys. 3. Przykładowa, generowana automatycznie, część raportu serwisowego dla powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150

Raport systemowy zawiera najważniejsze informacje diagnostyczne dotyczące stanu technicznego poszczególnych powierzchni ogrzewalnych (rys. 3):

- podstawowe informacje o charakterze ewidencyjnym,
- historię eksploatacji kotła,
- wyniki analizy ciepłno-mechanicznych i chemicznych warunków pracy,
- ocenę aktualnego stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych,
- aktualne prognozy trwałości, w tym zalecany czas do kolejnych ich weryfikacji na podstawie badań,
- statystyki uszkodzeń w postaci wykresów przedstawiających liczbę uszkodzeń na poszczególnych powierzchniach ogrzewalnych wraz z informacjami o przyczynach pośrednich i bezpośrednich,
- analizę ekonomiczną,
- prawdopodobieństwa uszkodzenia oraz oceny ryzyka,
- wnioski, zalecenia eksperta *Pro Novum*.

Doświadczenia *Pro Novum* w zakresie wykonywania nadzoru diagnostycznego

W ramach wykonywania nadzorów diagnostycznych wykonano dotychczas dla każdego z monitorowanych kotłów kilkanaście raportów serwisowych. Dodatkowo w razie potrzeby wykonywane są poszerzone ekspertyzy poawaryjne (dla powtarzających się awarii), które w sposób jednoznaczny przedstawiają przyczynę problemu oraz ewentualny sposób jego rozwiązania. System informuje Użytkownika o zalecanych zakresie i terminie najbliższych badań i pomiarów rur powierzchni ogrzewalnych (rys. 4). Raportom towarzyszy odpowiednio archiwizowana korespondencja/komunikacja pomiędzy specjalistami Elektrowni a specjalistami *Pro Novum*. Okresowo odbywają się bezpośrednie spotkania umożliwiające szersze komentowanie najważniejszych problemów technicznych oraz dotyczące rozwoju/ulepszenia aplikacji serwisowej.

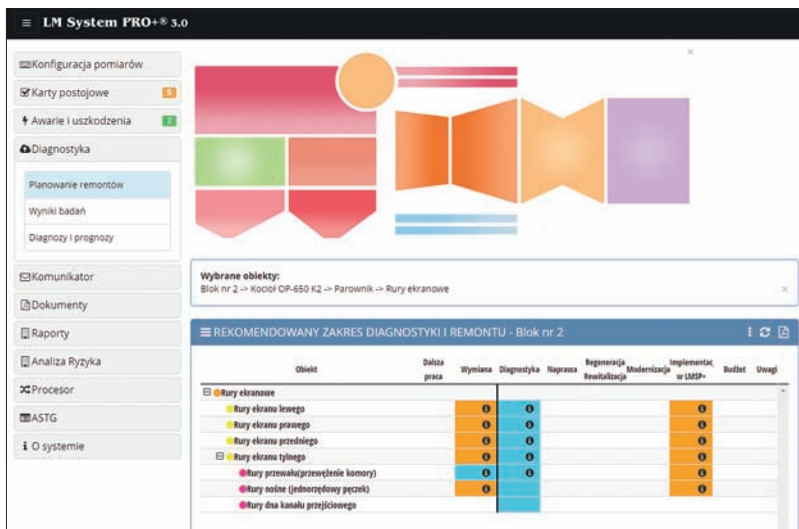
Uporządkowanie wszystkich istotnych informacji oraz aktualna, łatwo dostępna wiedza dotycząca aktualnego stanu technicznego oraz poziomu ryzyka uszkodzenia/awarii pozwala podejmować kluczowe decyzje diagnostyczno-remontowe w zoptymalizowany sposób.

Korzyści związane z wdrożeniem nadzoru diagnostycznego, to:

- automatycznie generowana historia eksploatacji,
- bieżąca ocena stanu powierzchni ogrzewalnych kotłów,

- aktualna prognoza trwałości i zalecany czas do kolejnych badań,
- integracja wskaźników techniczno-ekonomicznych,
- możliwość podejmowania decyzji utrzymaniowych na podstawie obiektywnych techniczno-ekonomicznych przesłanek.

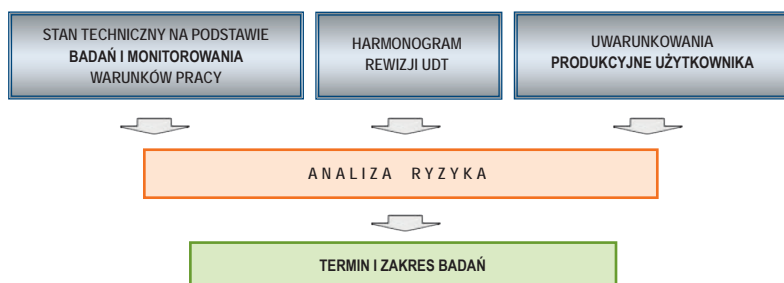
Bieżące aktualizowanie oceny stanu technicznego oraz prognozy trwałości z uwzględnieniem analizy warunków eksploatacji umożliwiają uwzględnianie wpływu pracy regulacyjnej bloku na stan techniczny powierzchni ogrzewalnych, dyspozycyjność kotła/bloku oraz jego kosztów utrzymania.



Rys. 4. Rekomendowany zakres diagnostyki rur ekranowych

Wykorzystanie informacji i wiedzy przez służby utrzymaniowe elektrowni

Dokonujące się zmiany modelu i organizacji zarządzania majątkiem produkcyjnym elektrowni oraz ciągła presja na redukcję kosztów utrzymania sprawiają, że nawet najlepiej napisane przepisy, instrukcje, wytyczne, nie zapewniają wykonywania, na odpowiednim poziomie technicznym, adekwatnych do aktualnego stanu technicznego urządzeń zakresów badań oraz remontów. Wyraźnie daje się odczuć brak zrozumiałego i akceptowanego, przez wszystkie strony procesu utrzymaniowego, języka oraz kryteriów podejmowania lub zaniechania działań. To od dawna znany problem, który nie doczekał się rozwiązania mimo możliwości, jakie stwarza obecnie zarządzanie wiedzą i informacją. Propozycja wykorzystania oceny ryzyka jako metajęzyka integrującego bezpieczeństwo, technikę i ekonomię stwarza warunki do rozwiązania tego problemu.



Rys. 5. Podejście do oceny stanu technicznego urządzenia uwzględniające analizę ryzyka [4]

Nadzór diagnostyczny nad powierzchniami ogrzewalnymi kotłów na podstawie analizy ryzyka (integracja zagadnień technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych) jest narzędziem, które stwarza warunki do kompromisu uwzględniającego [4] (rys. 5):

- stanowisko firmy diagnostycznej,
- przepisy Urzędu Dozoru Technicznego,
- uwarunkowania produkcyjne Użytkownika.

Możliwe kierunki rozwoju usługi

Dotychczasowe doświadczenia oraz wyniki analiz specjalistów Elektrowni i Pro Novum wskazują na możliwość poszerzenia zakresu analiz na poszczególnych kotłach, jak również zwiększenia liczby monitorowanych kotłów, zwłaszcza po modernizacji, posiadających przed sobą 10 - 15-letni horyzont eksploatacji, w tym zwłaszcza w trybie regulacyjnym.

Proponuje się następujące kierunki rozwoju nadzoru diagnostycznego:

- wykonywanie nadzoru na pozostałych zmodernizowanych kotłach BB-1150 i OP-650,
- wykonywanie nadzoru na nowym kotle BB-2400 bloku 858 MW – w trakcie wdrożenia,
- rozszerzenie funkcjonalności części analitycznej programu LM Serwis PRO® o:
 - wskazywanie miejsc najbardziej narażonych na nieszczelności,
 - wskazywanie najbardziej prawdopodobnego czasu wystąpienia nieszczelności,
 - analizę niezgodności systemowych prognoz i rzeczywistych nieszczelności,
 - automatyczne generowanie komunikatów zalecających profilaktyczne:
 - badania,
 - modernizacje,
 - wymiany.

Możliwe kierunki rozwoju nadzoru diagnostycznego są obecnie przedmiotem rozmów/uzgodnień pomiędzy zainteresowanymi stronami.

Podsumowanie i wnioski

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

Wdrożony nadzór diagnostyczny przy wykorzystaniu programu LM Serwis PRO® w celu wspierania utrzymania stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotłów BB-1150 oraz

OP-650 to pierwszy krok do integracji informacji opartych na diagnostyce oraz kosztach remontowych i wolumenie produkcji z uwzględnieniem racjonalnie zdefiniowanego ryzyka jako czynnika optymalizującego ekonomiczny efekt działalności elektrowni.

Obecnie można wskazać na poniżej wymienione korzyści z nadzoru diagnostycznego wykonywanego w trybie LTDS, z uwzględnieniem analizy ryzyka:

- analizę niezawodności i dyspozycyjności kotła wykonuje wyłącznie na podstawie obiektywnej analizy zdarzeń eksploatacyjnych identyfikowanych zwłaszcza podczas postojów,
- integruje zagadnienia techniczne, ekonomiczne i bezpieczeństwa,
- zarządzanie majątkiem z poziomu „ile kosztuje naprawa/remont?” przenosi na poziom „ile kosztuje problem?”,
- pozwala w sposób racjonalny określać ryzyko zaniechania/korekty działań diagnostyczno-remontowych.

- [1] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Stanek R.: Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni. *Dozór Techniczny* 2012, nr 4.
- [2] Stanek R.: Specyfikacja zdalnego nadzoru diagnostycznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów K3 - K6 z wykorzystaniem pakietu funkcjonalnego LM Serwis PRO®. Sprawozdanie *Pro Novum* Nr 060.3107/2014 – nie publikowane.
- [3] Trzeczcyński J.: System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300.000 godzin. *Dozór Techniczny* 2012, nr 1.
- [4] PN/45.3360/2016/A (Wydanie II): Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100 MW – 360 MW. Katowice, czerwiec 2016.



Krzysztof Brunné, Kamil Staszalek, Przemysław Syty

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

Badania specjalne długo eksploatowanych walczaków kotłów parowych

Special testing of long operated steam boiler drums

Walczak jest grubościennym elementem krytycznym kotła, pracującym poniżej temperatury granicznej – wynikają z tego odpowiednie konsekwencje, zwłaszcza dla jego diagnostyki. Praca elementów grubościennych kotłów jest limitowana m.in. przez prędkości uruchomień (nagrzewania) oraz dopuszczalne naprężenia, szczególnie jeśli mamy do czynienia z takim elementem, jak walczak, którego grubość ścianki płaszcza (dla większości dużych kotłów w krajowej energetyce) wynosi od 80 do 100 mm. Awaria takiego elementu (krytycznego) może wywołać katastrofalne skutki, a jego wymiana wiąże się z dużymi kosztami i długoterminowym wyłączeniem całego kotła z eksploatacji. Walczaki, ze względu na to, że pracują poniżej temperatury granicznej, projektowane są na podstawie granicy plastyczności R_{ef} dla danej temperatury pracy, co sprawia, że teoretycznie mają nieograniczony czas eksploatacji. W praktyce ich stan techniczny uzależniony jest od tego, jak walczak został zaprojektowany i w jaki sposób jest eksploatowany.

Ocena stanu technicznego i prognoza trwałości walczaków wymaga nie tylko wykonania podstawowej diagnostyki

i analizy stanu naprężeń, ale także odpowiedniego wykorzystania informacji dotyczących warunków eksploatacji, prac remontowych i awarii. W uzasadnionych przypadkach, dla długo eksploatowanych walczaków zalecane jest wykonanie badań specjalnych, tj. pobranie próbek do badań niszczących w celu określenia rzeczywistych własności mechanicznych materiału po długotrwałej pracy.

W artykule zaprezentowano wyniki badań niszczących wykonanych na próbkach pobranych z czterech walczaków oraz wynikające z nich wnioski.

Podstawowa diagnostyka walczaków

Stan techniczny walczaków jest determinowany nie tylko przez czas pracy, ale także przez jej warunki. Znaczenie ma więc liczba uruchomień, odstawień, ich prędkość, zmiany temperatury w czasie pracy oraz jakość wody zasilającej i kotłowej.

Czynnikami niszczącymi są:

- zmęczenie niskocykliczne,
- zmęczenie wysokocykliczne,
- zmęczenie korozyjne,
- termoszoki,
- korozja postojowa.

W niektórych warunkach walczak może ulec także katastrofalnemu, kruchemu zniszczeniu.

Badania nieniszczące, będące częścią podstawowej diagnostyki, służą identyfikacji i lokalizacji uszkodzeń spowodowanych wyżej wymienionymi czynnikami. Badania na powierzchni wewnętrznej i zewnętrznej walczaka powinny obejmować:

- oględziny spoin wzdłużnych i obwodowych płaszcza, spoin mocujących elementy separacji, oraz samej powierzchni płaszcza,
- badania magnetyczno-proszkowe wszystkich spoin, krawędzi i tworzących otworów oraz mostków międzyotworowych w strefie wodnej,
- pomiary geometrii (grubość płaszcza i dennic, pomiar średnic i strzałki ugięcia),
- badania metalograficzne w strefie wodnej i parowej na każdej cardze,
- pomiar twardości materiału.

Na podstawie wyników badań, historii eksploatacji, analizy warunków pracy oraz obliczeń opracowuje się ocenę stanu technicznego i prognozę trwałości.

Walczaki po wieloletniej eksploatacji

Informacje na temat własności wytrzymałościowych materiałów walczaków powinny znajdować się w atestach dostarczonych przez producenta razem z gotowym elementem. Biorąc jednak pod uwagę czas, jaki upłynął od momentu produkcji oraz wielokrotne zmiany organizacyjne w elektrowniach, dotarcie do tych dokumentów jest czasem niemożliwe, a w przypadku kiedy się to uda, dokumenty mogą być w stanie uniemożliwiającym odczyta-

nie lub identyfikację. Ponadto, nawet w przypadku dostępności i kompletności atestów, zazwyczaj nie ma w nich informacji na temat temperatury przejścia metalu w stan kruchy, a jest ona istotna pod względem bezpieczeństwa eksploatacji walczaka.

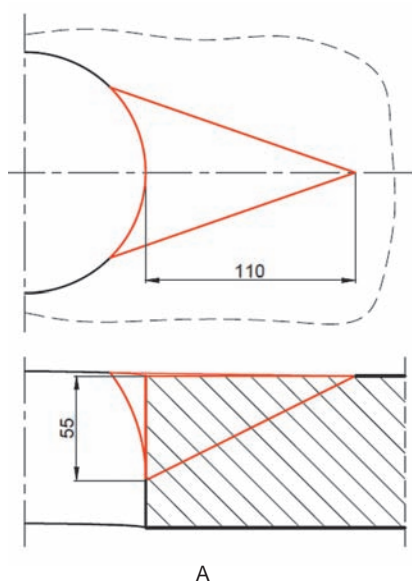
W latach dziewięćdziesiątych w Polsce miały miejsce dwie duże awarie walczaków, do których doszło w czasie prób ciśnieniowych. Ekspertyzy poawaryjne jako ich przyczynę wskazały nagłe pęknięcia kruche, które zapoczątkowały nieciągłości w okolicy otworu lub spoiny. Badania niszczące materiałów uszkodzonych walczaków wykazały, że temperatura przejścia w stan kruchy metalu wynosiła 40°C, kiedy temperatura wody/metalu w czasie próby ciśnieniowej wynosiła ok. 20°C. Z powyższych awarii i badań wyciągnięto wnioski i wprowadzono w życie nowe warunki przeprowadzania prób ciśnieniowych, według których ciśnienie próby obniżono do 0,8p_o (z 1,25p_o), a temperaturę metalu ustalono na poziomie 50°C [1].

W świetle powyższych informacji oraz faktu, że czas pracy większości dużych kotłów w polskiej energetyce na ogół przekroczył 200000 godzin, poza informacjami na temat własności wytrzymałościowych metalu walczaka (które mają wpływ na jego prognozę trwałości), konieczne jest również określenie warunków bezpiecznej eksploatacji, czyli m.in. parametrów prób wodnych.

Badania specjalne walczaków

Badania specjalne [2] można podzielić na nieniszczące i niszczące. Do tych pierwszych zaliczamy np. zaawansowane badania ultradźwiękowe oraz metalograficzne. Drugi rodzaj badań specjalnych to badania niszczące, których celem jest określenie temperatury przejścia materiału w stan kruchy oraz typowych wskaźników wytrzymałościowych, takich jak:

- granica plastyczności w temperaturze pokojowej – R_e,
- granica plastyczności w temperaturze pracy – R_{et},
- wytrzymałość na rozciąganie – R_m,
- wydłużenie – A5,
- przewężenie – Z.



Rys. 1. Próbkki do badań niszczących: A, B – próbka łódkowa pobrana z krawędzi otworu, C – próbka trepanacyjna pobrana płaszcza walczaka

Dane konstrukcyjno-eksploatacyjne

Próbka	Kocioł	Wymiary walczaka, mm	Rodzaj	Miejsce poboru	Wymiary próbki, mm	Stal	Czas eksploatacji, godziny
1	OP650	Ø 1800 x 100	trepanacyjna	strefa wodna	Ø 125 x 100	18CuMNT	~265 000
2	OP650	Ø 1800 x 100	trepanacyjna	strefa wodna	Ø 100 x 100	K32Nb	~234 000
3	OP215	Ø 1800 x 80	łódkowa	RO nr 6	110 x 90 x 55	13.123.9	~224 000
4				RO nr 7			
5	OP430	Ø 1800 x 100	trepanacyjna	strefa parowa	Ø 81 x 100	K32Nb	~227 000

W celu uzyskania powyższych własności i parametrów wykonuje się próbę udarnościową oraz statyczną próbę rozciągania na odpowiednio przygotowanych i znormalizowanych próbkach, które wycinane są z próbki o większej objętości pobranej bezpośrednio z płaszcza walczaka. Kształt i rozmiar tej próbki jest determinowany przez stan walczaka oraz to, jakie czynności remontowe będą podejmowane po wycięciu próbki.

Rozróżnić można trzy podstawowe przypadki w zależności od stanu walczaka po analizie wyników badań (rys. 1):

- pobranie z krawędzi otworu niewielkiej ilości materiału (próbka „łódkowa”) – walczak nie wymaga naprawy przez spawanie,
- pobranie próbki z krawędzi otworu z wykrytym w czasie badań NDT wskazaniem – walczak, ze względu na stan techniczny i tak wymaga naprawy przez spawanie,
- pobór próbki trepanacyjnej – konieczna jest naprawa przez spawanie.

Miejsce poboru próbek powinno być wybrane na podstawie analizy atestów producenta, retrospekcji badań i analiz przeprowadzonych w latach poprzednich oraz wyników aktualnych badań. Teoretycznie badaniom powinna być poddana próbka z najgorszej, pod względem własności wytrzymałościowych, cargi. Najkorzystniejszą sytuacją jest pobór próbki łódkowej z krawędzi otworu znajdującego się w strefie wodnej, czyli z miejsca najbardziej wytężonego. Własności wytrzymałościowe materiału z tego miejsca pozwalają sformułować „najgorszy scenariusz” obliczeniowy i w wiarygodny sposób określić trwałość oraz warunki bezpiecznej eksploatacji. Ponadto, jeśli w czasie badań NDT wykryte zostanie wskazanie na krawędzi, możliwe jest dodatkowo określenie jego charakteru.

Pobranie próbki trepanacyjnej wiąże się z szeregiem utrudnień. W trakcie wyboru miejsca do poboru należy uwzględnić współczynnik osłabienia z_{min} (wynikający z wywiercenia nowego otworu), który nie może być mniejszy niż konstrukcyjny. W miejscu pobrania próbki tworzy się kolejny koncentrator naprężeń, a w przypadku zaślepienia otworu po próbie ślepy króćcem wewnętrznym należy przewidzieć i uwzględnić ewentualne kolizje z elementami separacji.

Wyniki badań specjalnych walczaków

W niniejszym artykule uwzględniono wyniki badań próbek pochodzących z walczaków dużych kotłów pracujących ponad 200 000 godzin. Pobrano 2 próbki łódkowe z krawędzi otworów oraz 3 próbki trepanacyjne. W czterech przypadkach możliwe

było pobranie materiału ze strefy wodnej, z czego 2 próbki (łódkowe) pobrano z krawędzi otworów pod rury opadowe. W jednym przypadku, ze względu na uwarunkowania technologiczne i ograniczenia konstrukcyjne, próbka została pobrana ze strefy parowej, ze skrajnej cargi. W tabeli 1 zestawiono informacje na temat walczaków i pobranych próbek.

Próbki zostały poddane m.in. próbie udarnościowej, statycznej próbie rozciągania w temperaturze pokojowej i w temperaturze pracy oraz określono temperaturę przejścia w stan kruchy. Wyniki badań porównano z wartościami zalecanymi przez normy dedykowane dla danych stali i przedstawiono w tabelach 2-5.

Temperatura przejścia materiału w stan kruchy, istotny ze względów bezpieczeństwa parametr, w każdym przypadku była niższa niż temperatura metalu zalecana przez UDT w czasie prób ciśnieniowych. Własności wytrzymałościowe, zarówno dla temperatury pokojowej jak i temperatury pracy, są wyższe od minimalnych wartości zalecanych w normach.

Tabela 2

Udarność

Próbka	KCU2*, J/cm ²		KCV, J/cm ²	
	badania	wymagania normy dla danej stali	badania	wymagania normy dla danej stali
1	105 / 90 / 100**	min. 70	-	-
2	-	-	55 / 53 / 39*	min. 50
3	-	-	68	min. 49
4	-	-	97	
5	-	-	64 / 56 / 58*	min. 50

* – dla stali 18CuMNT norma podaje wartości udarności dla próbki z karbem „U”.

** – próbkę trepanacyjną badano w trzech miejscach odpowiadających powierzchni wewnętrznej, środkowi grubości ścianki i powierzchni zewnętrznej.

Tabela 3

Temperatura przejścia w stan kruchy

Próbka	Temperatura przejścia w stan kruchy*, °C
1	- 13
2	0
3	- 10
4	+ 11
5	- 22

* – wartość największa dla próbek trepanacyjnych

Statyczna próba rozciągania w temperaturze pokojowej

Próbka	R _e , MPa		R _m , MPa		Wydłużenie A, %	
	badania	wymagania normy dla danej stali	badania	wymagania normy dla danej stali	badania	wymagania normy dla danej stali
1	515	min. 392	652	539 - 667	20	min. 20
2	572	min. 410	687	570 - 720	24	min. 20
3	345	min. 284	538	490 - 637	29	min. 16
4	378		575		24	
5	572	min. 410	685	570 - 720	25	min. 20

Statyczna próba rozciągania w temperaturze pracy 350°C

Próbka	R _e , MPa		R _m , MPa		Wydłużenie A, %	
	badania	wymagania normy dla danej stali	badania	wymagania normy dla danej stali	badania	wymagania normy dla danej stali
1	432	min. 304	585	-	19	-
2	458	min. 314	624	-	19	-
3	299	min. 216	499	-	26	-
4	293		527		25	
5	447	min. 314	609	-	10	-

Poza wyżej wymienionymi badaniami, wszystkie próbki zostały poddane badaniom metalograficznym oraz analizie składu chemicznego metalu. W każdym przypadku mikrostruktura próbek nie wykazywała oznak degradacji, a skład chemiczny mieścił się w granicach zalecanych przez normy lub nieznacznie je przekraczał.

Wnioski

Niepełne informacje (lub całkowity brak informacji) o stanie zerowym materiału walczaka nie pozwala na jednoznaczne stwierdzenie, czy po długotrwałej eksploatacji następuje spadek jego własności. W przypadku próbek, których wyniki badań przedstawiono w niniejszym artykule, możliwe było tylko odniesienie otrzymanych wyników do wartości zalecanych przez normy. Opierając się na tym zestawieniu można przyjąć, że długotrwała praca nie powoduje zmian w materiale, które wykluczałyby walczak z eksploatacji. Inną sprawą są natomiast warunki pracy, które w przypadku kotłów pracujących w regulacji mogą odbiegać od warunków założonych przez konstruktora i mogą ograniczać trwałość walczaków.

Określenie własności wytrzymałościowych oraz temperatury przejścia materiału w stan kruchy powinno mieć miejsce

tylko w określonych i uzasadnionych przypadkach. Każdorazowe wycięcie materiału to ingerencja w konstrukcję, bardzo często wymagająca naprawy przez spawanie. W takich sytuacjach warto rozważyć możliwość pobrania próbki z miejsca najbardziej wyężonego (tzn. z potencjalnej strefy uszkodzenia – krawędzi otworu w strefie wodnej), z której otrzymamy jednoznaczne i pełne informacje o własnościach wytrzymałościowych walczaka w najłagodniejszym jego miejscu oraz o charakterze uszkodzenia.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Brunné K.: Ocena stanu technicznego i prognoza trwałości długoeksploatowanych walczaków kotłów parowych na podstawie badań niszczących. *Dozór Techniczny* 2015, nr 6.
- [2] PN/45.3360/2016/A (Wydanie II): Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepło-mechanicznych bloków 100 MW – 360 MW. Katowice, czerwiec 2016.

Drgania rurociągów pary do wtórnego przegrzewu bloków energetycznych związane z ich pracą w regulacji

Powody i sposoby zapobiegania

Vibrations of double-reheat steam pipings of power units working in regulation

Causes and prevention methods

Drgania rurociągów parowych, zwłaszcza rurociągów pary do wtórnego przegrzewu, występowały w całym dotychczasowym okresie ich eksploatacji. Zdarzały się jednak stosunkowo rzadko lub ich amplituda była pomijalnie mała. Wymuszona przez Operatora praca w tzw. regulacji bloków projektowanych do pracy przy obciążeniach bliskich mocy nominalnej generuje liczne, często jeszcze nie do końca uświadomione, a co za tym idzie zdefiniowane, problemy.

Jedną z konsekwencji pracy w regulacji bloków z wtórnym przegrzewem jest istotne nasilenie się występowania drgań rurociągu pary do wtórnego przegrzewu, zarówno pod względem częstości występowania, jak i wielkości ich amplitudy u coraz liczniejszego grona Użytkowników.

Analiza przyczyn drgań rurociągów

Drgania rurociągów występują zawsze, bo nie ma w praktyce idealnie laminarnych przepływów, ale dąży się do tego, aby ich amplituda i częstotliwość była najczęściej pomijalnie mała, czy wręcz niezauważalna.

Nielaminarny przepływ czynnika może być wywołany albo przez nieoptymalną trasę rurociągu, albo przez niejednorodność czynnika.

Współczesne metody i dostępne narzędzia projektowania pozwalają na taki dobór trasy rurociągu, aby zoptymalizować przepływ czynnika na akceptowalnym poziomie drgań. Dużo trudniej wygląda sprawa z ujednorodnieniem czynnika. Dla stanów ustalonych, które w obecnej eksploatacji bloku występują nader rzadko, mamy do czynienia wyłącznie z parą suchą, a co za tym idzie nie ma istotnych problemów z drganiami rurociągów. Dla stanów nieustalonych możemy mieć do czynienia zarówno z parą suchą, jak i parą mokrą. W trakcie rozruchów mamy do czynienia z parą mokrą (bardzo często w przewodzie) i parą suchą.

Źródłami pary mokrej w czasie rozruchów są:

- stacje redukcyjno-schładzające,

- odparowujące skropliny:
 - z niewłaściwie odwodnionych obszarów (odwodnienie),
 - z „kieszeni” (błędy trasy na skutek długotrwałej eksploatacji).

Praca w regulacji nie tyle wywołała, co uwidoczniła drgania, często na poziomie nieakceptowalnym i ze względu na częstotliwość, i ze względu na amplitudę.

Taki charakter pracy to z jednej strony bardzo częste rozruchy i odstawienie bloku, z drugiej praca od coraz niższego minimum technicznego do pełnej mocy znamionowej. Z relacji Użytkowników bloków energetycznych z wtórnym przegrzewem (energetyka zawodowa) wynika, że częstym uruchomieniom bloków, związanym ze zmianą sposobu ich użytkowania (praca w regulacji) towarzyszą drgania.

Dotychczasowe obserwacje Użytkowników nie wiążą szybkich zmian mocy od minimalnej do znamionowej z drganiami rurociągów.

Przyczyny drgań rurociągu pary do wtórnego przegrzewu w czasie rozruchów można generalnie podzielić na trzy zasadnicze grupy.

- I Zbyt duża prędkość nagrzewania rurociągu w czasie uruchamiania ($\Delta t > 5^\circ/\text{min}$) – drgania o relatywnie niedużej (zależnej od prędkości rozruchu) amplitudzie (kilka do kilkunastu milimetrów),
- II Niedokładnie odwodniony rurociąg – nierównomiernie po obwodzie nagrzewany rurociąg – zimniejsza dolna tworząca – drgania o średniej kilkunastu milimetrowej amplitudzie,
- III Źle odwodniony lub w ogóle nieodwodniony rurociąg – gwałtowne odparowanie dużej ilości skroplin powodujące drgania o dużej kilkunastocentymetrowej amplitudzie lub uderzenia hydrauliczne o bardzo dużej amplitudzie (kilkadziesiąt centymetrów) – drgania gasnące.

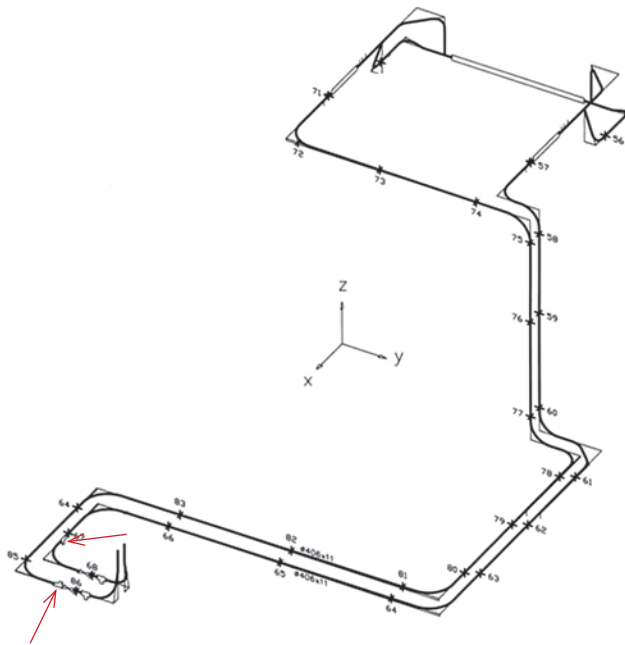
Ponieważ, jak informują Użytkownicy, zauważalne drgania rurociągu towarzyszą tylko niektórym rozruchom, z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że przeważającym powodem występowania drgań rurociągów do wtórnego przegrzewu jest zbyt duża prędkość ich nagrzewania.



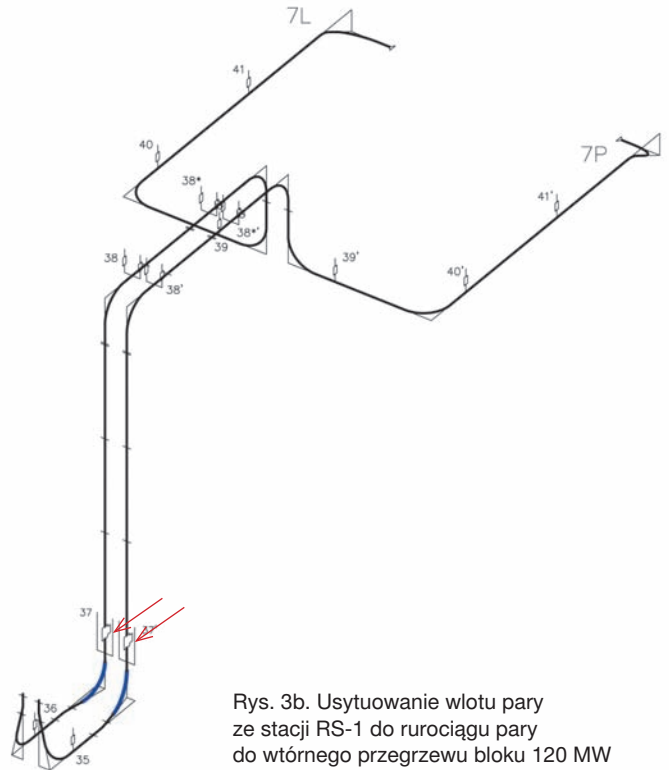
Rys. 1. Zmiana położenia podpory suwliwej rurociągu pary do wtórnego przegrzewu po uderzeniu hydraulicznym



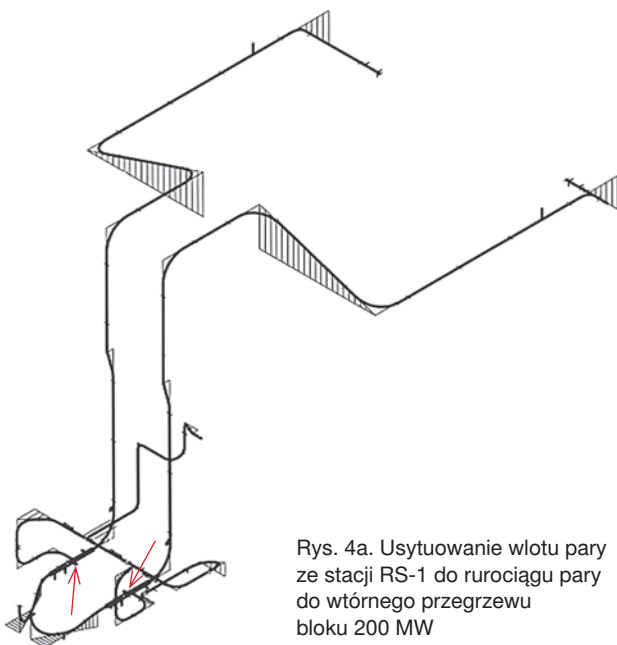
Rys. 2. Zerwane, na skutek uderzenia hydraulicznego, zamocowanie statositowe rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 120 MW



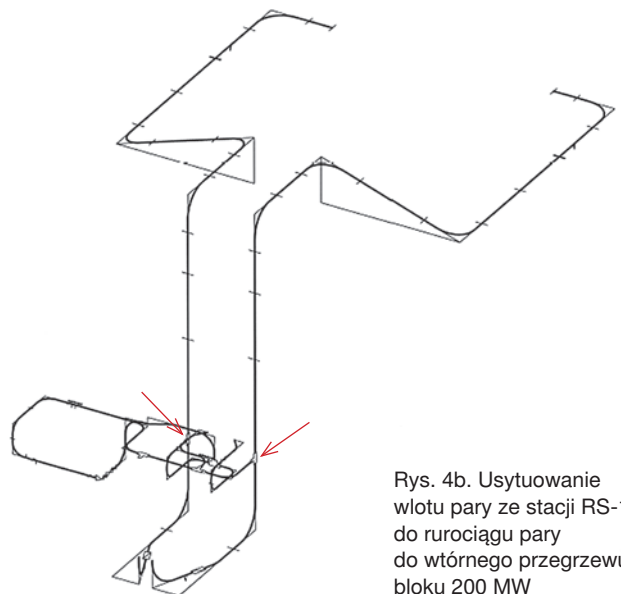
Rys. 3a. Usytuowanie wlotu pary ze stacji RS-1 do rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 120 MW



Rys. 3b. Usytuowanie wlotu pary ze stacji RS-1 do rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 120 MW



Rys. 4a. Usytuowanie wlotu pary ze stacji RS-1 do rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 200 MW



Rys. 4b. Usytuowanie wlotu pary ze stacji RS-1 do rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 200 MW

Każda z podanych powyżej przyczyn drgań może występować niezależnie lub pierwsza przyczyna występuje równocześnie z drugą lub trzecią, co wymaga bardziej wnikliwej analizy. Każda z powyższych przyczyn może być spowodowana błędem obsługi, ale też może wynikać z uwarunkowań technicznych bloku. Najczęściej w praktyce mamy do czynienia ze złożonym przypadkiem. Dla potrzeb niniejszego artykułu założono, że wymienione wyżej czynniki występują niezależnie.

Oczywiście, w czasie eksploatacji na skutek usterki AKPiA lub błędu ludzkiego przy niewystarczających lub niedziałających zabezpieczeniach, może nastąpić zalanie rurociągu przez zawór wtryskowy stacji redukcyjno-schładzającej RS-1 i/lub RS-2, lub schładzaczę przed ostatnim stopniem przegrzewaczy [1-3]. Takie sytuacje, co prawda bardzo rzadkie, są wyjątkowo niebezpieczne, bo powodują uderzenia hydrauliczne. Uderzenia hydrauliczne występowały w przeszłości, gdy nie było mowy o pracy w regulacji. Przykłady ich skutków sprzed kilkunastu lat pokazano na rysunkach 1 i 2.

Błąd ludzki jako powód występowania drgań

Nawet bardzo doświadczony operator bloku wspomagany bardzo dobrą automatyką nie może zagwarantować bezbłędnej eksploatacji bloku i nikt rozumiejący cały proces nie powinien tego wymagać. Chodzi natomiast o to, by do minimum ograniczyć możliwości popełnienia błędu przez obsługę. W związku z powyższym zarówno instrukcja eksploatacji bloku, jak i jego systemy automatyki i sterowania AKPiA powinny być bardzo precyzyjne i napisane na podstawie głębokiej znajomości procesów technologicznych i konstrukcji konkretnego bloku.

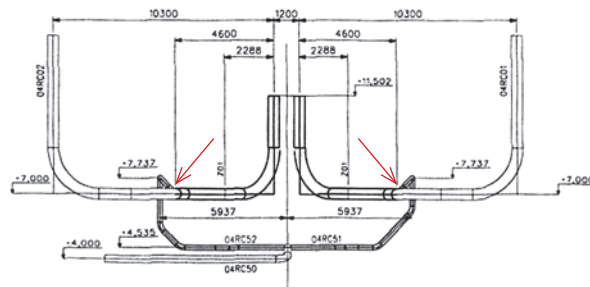
Od obsługi należy wymagać dokładnego trzymania się procedur wynikających z instrukcji oraz utrzymania bloku i jego AKPiA w pełnej sprawności technicznej. Praktyka dnia codziennego daje powody do stwierdzenia, że niestety nie zawsze tak jest.

Uwarunkowania techniczne jako powód drgań rurociągów pary do wtórnego przegrzewu w czasie ich rozruchów

Zbyt duża prędkość nagrzewania rurociągu przed rozruchem bloku

Nagrzewanie rurociągów pary do wtórnego przegrzewu poprzedzające uruchomienie bloku energetycznego realizowane jest parą świeżą rozprężoną i chłodzoną za pomocą stacji redukcyjno-schładzającej RS-1. Dla bloków 120 MW, 200 MW i 360 MW prędkość nagrzewania rurociągu zależy właściwie od prawidłowego algorytmu sterowania zaworem redukcyjnym stacji i jego sprawnością, czyli od dawkowania wody wtryskowej (rys. 3-5).

Zupełnie inaczej wygląda sprawa z blokami 500 MW. Stacje RS-1 i RS-2 chronią przegrzewacz pary wtórnej przed spalaniem w czasie rozruchu, a stacja RS-4 i RS-5 zasila tylko dwie z czterech nitki rurociągu pary do wtórnego przegrzewu. Dwie pozostałe nitki w czasie rozruchu są pod ciśnieniem, ale bez przepływu czynnika. Oznacza to, że w rejonie klap zwrotnych mamy mokrą parę (temperatura poniżej punktu rosy). Obsługa bloku nie ma żadnych technicznych możliwości, aby wpływać na prędkość i równomierność nagrzewania rurociągu.



Rys. 5. Usytuowanie wlotu pary ze stacji RS-1 do rurociągu pary do wtórnego przegrzewu bloku 360 MW

Odwodnienie rurociągów przed uruchomieniem

Na rurociągach pary do wtórnego przegrzewu odwodnienia zabudowane są generalnie w rejonie kłap zwrotnych. Ponieważ rejon kłap zwrotnych to z założenia najniższy obszar rurociągów, to teoretycznie z odwodnieniem – i to skutecznym – rurociągów nie powinno być problemu. Praktyka dnia codziennego wskazuje, że niestety tak nie jest. Po latach eksploatacji i bez kontroli wielkości i kierunku spadów najniższe obszary rurociągu są w miejscach, dla których istniejące odwodnienia są mało czy wręcz nieskuteczne. Dodatkowo dla niektórych tras o długich poziomych odcinkach rurociągu mamy do czynienia z tworzeniem się (samoistnym) nieodwadniających „kieszoni”. W takich przypadkach obsługa nie ma możliwości skutecznego odwadniania rurociągu przed uruchomieniem, nawet jeżeli drobniogowo realizuje procedury instrukcji, a same zawory instalacji odwadniających i ich system sterowania są w pełni sprawne¹⁾.

Podsumowanie

Warunkiem „bezdrganiowych” uruchomień bloków są:

- przestrzeganie procedur instrukcji eksploatacji bloku opracowanej dla warunków pracy w regulacji;
- sprawny i systematycznie sprawdzany stan techniczny zaworów redukcyjnych stacji RS i odcinających rurociągów odwodnień oraz ich systemy sterowania (AKPiA);
- kompleksowa kontrola i analiza wielkości i kierunków spadów poziomych oraz początkowych odcinków rurociągów pary do wtórnego przegrzewu i zabudowa odwodnień w najniższych obszarach.

PIŚMIENICTWO

- [1] Sprawozdanie „Pro Novum” Sp. z o.o. nr 005.231/1995 – praca niepublikowana.
- [2] Sprawozdanie „Pro Novum” Sp. z o.o. nr 075.2955/2013 – praca niepublikowana.
- [3] Dobosiewicz J., Brunné W.: Ocena stanu technicznego głównych rurociągów parowych bloków energetycznych. *Biuletyn „Pro Novum” Sp. z o.o.*, nr 1/1993, *Energetyka* 1993, nr 3.

¹⁾ Relatywnie krótkie odstępy pomiędzy odstawieniem bloku a jego ponownym uruchomieniem mogą powodować konieczność nie tyle odwodnienia rurociągu, co odessania mokrej pary. Do pełnienia takiej funkcji obecnie odwodnienia nie są przygotowane.