

JERZY TRZESZCZYŃSKI
RADOSŁAW STANEK
WOJCIECH MURZYŃSKI
Pro Novum Spółka z o.o.

Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

1. Wstęp

Analiza ryzyka to podejście do utrzymania stanu technicznego (diagnostyki i remontów) integrujące zagadnienia techniczne, ekonomiczne i bezpieczeństwa, które pojawiło się w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku a opisane zostało po raz pierwszy, w formie wytycznych, kilka lat później przez American Society of Mechanical Engineers [1, 2]. Dokument ten był następnie uzupełniany [3] oraz zainspirował inne znaczące w środowisku inżynierskim instytucje, m.in. API, EPRI, VGB do opracowania rekomendacji [4÷6] nie różniących się istotnie, co do podstawowych założeń. Pomimo prawie 30-to letniej historii podejście RBM (*Risk Based Maintenance*) do utrzymania stanu technicznego urządzeń znalazło szersze zastosowanie tylko w energetyce jądrowej oraz w instalacjach petrochemicznych. Analizę ryzyka, w bardzo szerokim zakresie, wdrożono także w sektorze bankowym. Ogromne – w ostatnim czasie – kłopoty sektora bankowego nie świadczą jednak negatywnie o samej metodzie, raczej są kolejnym przykładem na to, że wśród najbardziej wyrafinowanych reguł nie można rezygnować z tych odnoszących się do zdrowego rozsądku. Trudno winić kodeksy drogowe za to, że zdarzają się wypadki a nawet giną ludzie.

2. Ocena ryzyka – wady i zalety

W sektorze wytwórczym krajowej elektroenergetyki, utrzymanie stanu technicznego na podstawie analizy ryzyka nie zostało dotychczas wdrożone w znaczącym stopniu. Pojawienie się inwestorów zagranicznych także nie zmieniło sytuacji. Nie udało się wdrożyć także innych, mniej zaawansowanych strategii np. opartych na analizie bieżącego stanu technicznego (CBM) oraz niezawodności (RCM). Powszechnie stosuje się strategię TBM (*Time Based Maintenance*) z małymi, modyfikacjami, które sprwadzają się do wydłużania okresów międzyremontowych oraz redukcji zakresów remontów i diagnostyki. Takie podejście ma swoje źródło w:

- organizacji utrzymania stanu technicznego – diagnostyka realnie jest częścią remontów a nie utrzymania,
- spersonalizowanym systemie utrzymania – indywidualna wiedza i doświadczenie specjalisty zastępuje odpowiednie dokumentowanie historii eksploatacji, wiedzy i procedury,
- niezbyt – w latach poprzednich – wyeksponowany czynnik ekonomiczny zarówno w obszarze kosztów remontowych jak i efektywności produkcji.

Wyżej opisane uwarunkowania sprawiły, że nie występowała dostatecznie silna presja na tworzenie strategii utrzymania stanu technicznego urządzeń opartych na optymalizacji nakładów na technikę i bezpieczeństwo. Nie stworzono na znaczącą skalę systemów wiedzy korporacyjnej. W ograniczonym stopniu wdrożono profesjonalne systemy analizy awaryjności. Bardzo wiele do życzenia pozostawia dokumentowanie eksploatacji. Systemy informatyczne nie generują wiedzy użytecznej

dla diagnostyki i remontów, rejestrują olbrzymie ilości danych, które z wielu powodów nie da się racjonalnie wykorzystać, m. in. dlatego, że hurtownie danych tworzą informatycy, kierując się nie do końca dobrze zdefiniowanymi potrzebami i wymaganiami.

Może najważniejszą „wadą” strategii utrzymania na podstawie analizy ryzyka jest potrzeba dysponowania bazami danych zawierających informacje dot.:

- danych konstrukcyjnych,
- historii eksploatacji,
- warunków pracy,
- analizy awaryjności,
- kosztów remontowych,
- efektywności produkcji,

które powinny spełniać kilka podstawowych kryteriów:

- kompletności,
- wiarygodności (jakości),
- formy (umożliwiającej ich przetwarzanie).

Wydaje się jednak, że zmiany, które dokonują się w ostatnim czasie, tj.:

- tworzenie grup energetycznych zarządzających centralnie utrzymaniem infrastruktury technicznej,
 - zmiany pokoleniowe – odchodzenie specjalistów („mobilnych baz” informacji, wiedzy i doświadczenia),
 - stawianie coraz większych wymagań techniczno-ekonomicznych coraz młodszemu i mniej doświadczonemu personelowi,
 - wzrost znaczenia kryteriów ekonomicznych w obszarze produkcji i utrzymania,
 - eksploatacja coraz starszych urządzeń ale również zastępowanie ich nowymi bardzo słabo rozpoznany technicznie,
- będą sprzyjać ujawnieniu się zalet metody RBM, która jako jedna z nielicznych stwarza racjonalne przesłanki do integracji techniki, ekonomii i bezpieczeństwa. Coraz mniej liczny i zajęty nie tylko zagadnieniami technicznymi personel muszą zastąpić systemy wiedzy.

3. Zarządzanie utrzymaniem na podstawie analizy ryzyka – krótki opis metodyki

Kompletny opis metodyki to zadanie obliczone na kilka artykułów. Prezentację najważniejszych jej cech, pozwalających zrozumieć istotę koncepcji opisanej w dalszej części artykułu, można zrobić w znacznie większym skrócie.

Rozpocząć należy od zdefiniowania i opisanie obiektu analizy. Może nim być urządzenie, jego części (węzły konstrukcyjne i/lub poszczególne elementy). Obiekt i jego elementy powinny posiadać opis wszystkich istotnych cech konstrukcyjnych oraz zarejestrowaną historię eksploatacji w zakresie:

- czas pracy, liczba i rodzaj uruchomień,
- wyniki badań i ocen stanu technicznego,
- Ilość i rodzaj napraw, regeneracji (rewitalizacji), wymian,
- awarie (rodzaj, liczba, przyczyna, środki zapobiegawcze).

Podstawowe znaczenie ma analiza awaryjności, ponieważ prawdopodobieństwo awarii jest jednym z dwóch parametrów służących do oceny ryzyka (1). Informacje jw powinny być archiwizowane i przetwarzane z wykorzystaniem odpowiednich algorytmów oraz procedur. Dokumentowanie procesów eksploatacji, utraty cech użytkowych i degradacji własności użytych materiałów jest podstawowym warunkiem powodzenia przy wdrażaniu analizy ryzyka.

Awarię definiuje się na ogół jako brak produkcji lub jej ograniczenie. Nie ma znaczenia czy uszkodzenie powstało podczas eksploatacji urządzenia, czy podczas jego postoju – np. uszkodzenie walczaka podczas próby ciśnieniowej prowadzące do przedłużenia postoju i utraty korzyści z produkcji jest awarią walczaka. Identyfikacja należy traktować uszkodzenia wywołane korozją postojową.

Systematycznie gromadzone informacje i ciągle aktualizowana, na ich podstawie, wiedza powinny umożliwiać określenie prawdopodobieństwa uszkodzenia **P** oraz jego konsekwencję **K**. Ryzyko **R** to iloczyn obydwu tych wielkości (1).

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

Jeśli brakuje ścisłych informacji statystycznych prawdopodobieństwo uszkodzenia można określić na podstawie wiedzy i doświadczenia ekspertów – Tablica 1. Takie podejście zaleca się stosować jednak do oceny danych historycznych. Na bieżąco powinna być prowadzona klasyczna analiza częstotliwości, przyczyn i konsekwencji uszkodzeń. Rozróżnia się dwa rodzaje konsekwencji tj. kosztów odnoszących się do majątku produkcyjnego oraz zagrożenia dla życia i zdrowia ludzkiego. Wśród kosztów materialnych wyróżnić można koszty utraty produkcji oraz koszty naprawy i usunięcia skutków awarii – Tablica 2. To ważne m.in. do oceny kosztów diagnostyki – często drobna „oszczędność” na diagnostyce skutkuje sporymi konsekwencjami. Mało kto to bierze pod uwagę, co oznacza, m.in., że diagnostykę traktuje się jako źródło kosztów a jej zaniechanie wyłącznie jako „oszczędność”.

TABLICA 1. Szacowanie prawdopodobieństwa awarii, uszkodzenia

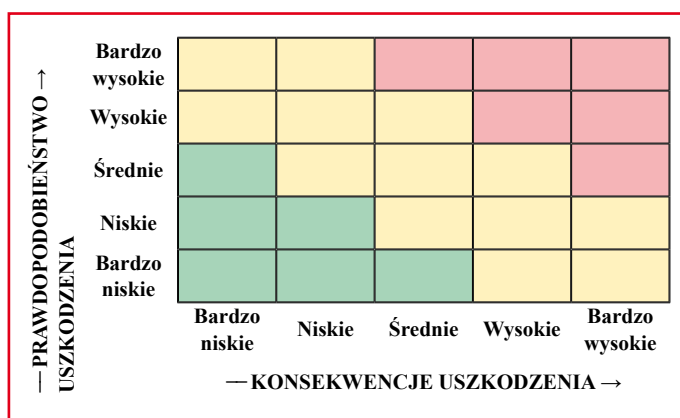
Lp	Częstotliwość uszkodzenia	Prawdopodobieństwo	
1.	Nie wystąpiło w energetyce	0,1	Bardzo niskie
2.	Wystąpiło jednokrotnie w energetyce	0,2	Niskie
3.	Wystąpiło wielokrotnie w energetyce	0,3	Średnie
4.	Wystąpiło jednokrotnie w danej elektrowni	0,5	Wysokie
5.	Wystąpiło wielokrotnie w danej elektrowni	0,7	Bardzo wysokie

TABLICA 2. Wartości rankingów RMP i RBO dla określenia konsekwencji uszkodzenia (3)

Straty majątkowe i produkcyjne		Bezpieczeństwo personelu		
Wielkość strat* [płn]		Wartość rankingu	Rozmiar zagrożenia*	Wartość rankingu
< 10.000	Bardzo niskie	1	Bardzo niskie dla poj. osób	1
10.000 ÷ 100.000	Niskie	2	Niskie dla poj. osób	2
100 tys ÷ 1 mln	Średnie	3	Średnie dla wielu osób	3
1 mln ÷ 10 mln	Wysokie	4	Wysokie dla wielu osób	4
> 10 mln	Bardzo wysokie	5	Bardzo wysokie dla wielu osób	5

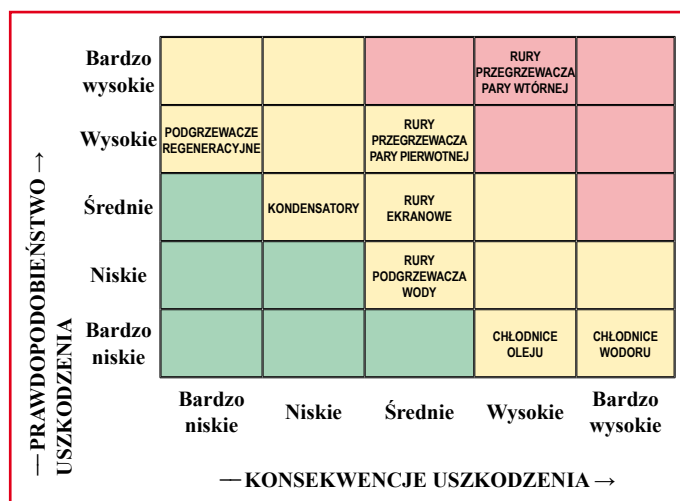
* / Wymaga odrębnego ustalenia dla konkretnej elektrowni (grupy elektrowni).

Za pewien rodzaj standardu można przyjąć prezentację prawdopodobieństwa, przyczyn uszkodzeń oraz konsekwencji w pięciostopniowych skalach, graficznie przedstawionych w formie macierzy jak na Rys. 1 ÷ 5.

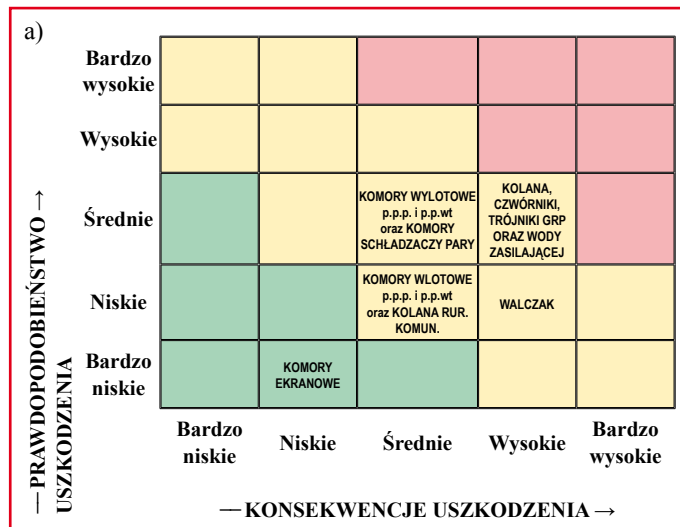


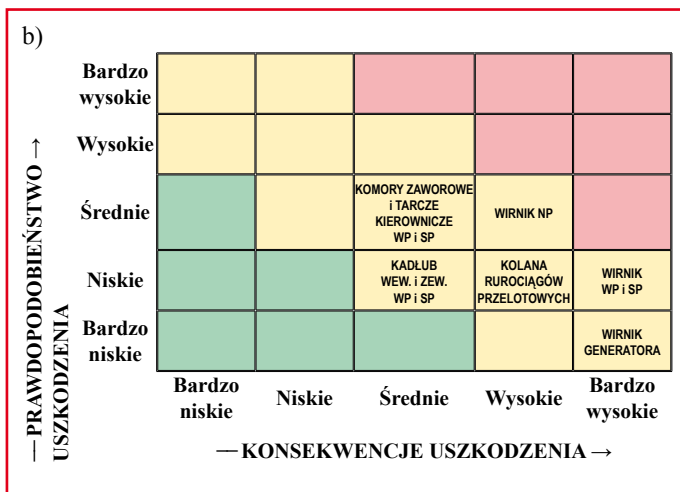
Rys. 1. Macierz ryzyka (1) w formie graficznej wraz z obszarami wyróżnionego ryzyka – patrz niżej ich opis.

- nieakceptowalny poziom ryzyka – rozważyć możliwość odstawienia urządzenia w możliwie najbliższym czasie biorąc pod uwagę naprawę lub wymianę elementu.
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka – wykonać badania w najbliższym remoncie biorąc pod uwagę naprawę lub wymianę elementu.
- akceptowalny poziom ryzyka – nie wymaga podejmowania specjalnych przedsięwzięć.

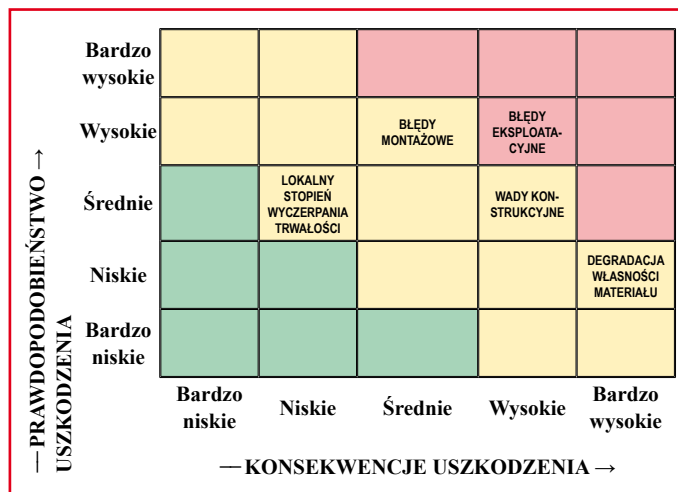


Rys. 2. Przykład macierzy ryzyka dla urządzeń/elementów ciśnieniowych w jednej z elektrowni.

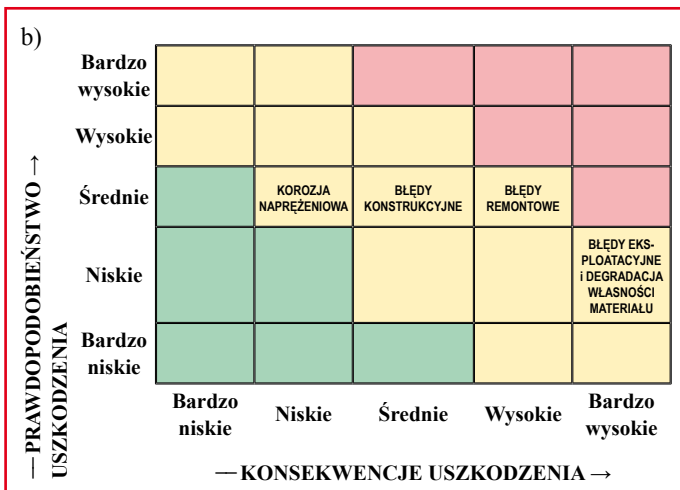
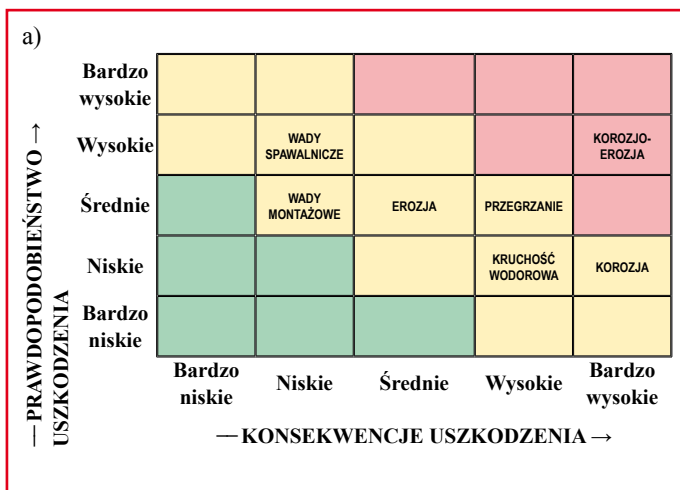




Rys. 3. Przykład macierzy ryzyka dla urządzeń/elementów krytycznych kotła i rurociągów a) oraz turbozespołu b).



Rys. 5. Przykład macierzy ryzyka dla wirników WP i SP z uwzględnieniem prawdopodobieństwa przyczyn pośrednich uszkodzeń.



Rys. 4. Przykład macierzy ryzyka dla rur ekranowych a) oraz walczaka b) jednego typu kotłów z uwzględnieniem prawdopodobieństwa przyczyn pośrednich uszkodzeń.

Na wykresach macierzy ryzyka należy zdefiniować wyróżnione obszary ryzyka wg kategorii:

- akceptowalny poziom ryzyka,
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka,
- nieakceptowalny poziom ryzyka,

z podaniem czynności/zabiegów eksploatacyjnych i diagnostyczno-remontowych, które należy podejmować w dwóch ostatnich

przypadkach. Konsekwencje wyrażone w konkretnych kwotach pieniężnych jak również kryteria zagrożenia życia i zdrowia ludzkiego powinny być w kompetencji odpowiednich służb administracyjnych (finansowo-prawnych) elektrowni (Centrów Zarządzania Grupą Elektrowni).

4. Przedłużanie czasu pracy jako dziedzina użytecznego wykorzystania analizy ryzyka

Jeśli w energetyce konwencjonalnej poszukiwać obszaru użyteczności dla analizy ryzyka, to przedłużanie czasu pracy urządzeń ciepło-mechanicznych powyżej 300.000 godzin powinno być dziedziną jej zastosowań. Spełnienie podstawowych oczekiwań elektrowni, że bezpiecznie oraz:

- o z dyspozycyjnością jak dla nowych bloków,
 - o przy niewielkich nakładach na utrzymanie
- przez następne ok. 20 lat będzie można produkować energię po konkurencyjnych cenach (bez certyfikatów z których będą nadal korzystać pozostali producenci energii) nie musi być zadaniem prostym. Odpowiednie zaadaptowanie metody analizy ryzyka powinno znacząco wesprzeć ten proces racjonalizując ustalanie konsensusu pomiędzy techniką, ekonomią i bezpieczeństwem, tym bardziej, że będzie to proces dynamiczny.

Przyjmując, że konsekwencje związane z bezpieczeństwem oraz kosztami naprawy uszkodzeń, usuwania pozostałych skutków awarii oraz bezpieczeństwa to kompetencje korporacji (Centrum Zarządzania Grupą Elektrowni) w niniejszym opracowaniu skupiono się wyłącznie na poprawnym i adekwatnym do sytuacji określeniu prawdopodobieństwa awarii uwzględniając specyfikę elementów eksploatowanych w zakresie indywidualnej trwałości. Jako podstawę metodologii przyjęto reguły postępowania opisane w dokumentach opracowanych przez Pro Novum definiujących bezpieczeństwo techniczne przedłużania eksploatacji powyżej 300.000 godzin [9, 12, 13].

W w/w dokumentach, które odnoszą się do elementów, które przepracowały ponad 200.000 godzin a ich sumaryczny czas pracy może osiągnąć 350.000 godzin przyjęto niżej przedstawione zasady:

- zakres badań w celu określenia stanu technicznego oraz długoterminowej prognozy powinien wynikać z retrospekcji oraz uwzględniać niżej przedstawione zalecenia,
- element, który nie posiada udokumentowanej historii eksploatacji podlega kompleksowym badaniom diagnostycznym lub wymianie,
- ocenę stanu technicznego oraz opracowanie prognozy trwałości należy w pierwszym rzędzie oprzeć na badaniach stanu metalu dla określenia jego aktualnych własności (jeśli to technicznie

możliwe) i/lub najlepiej z wykorzystaniem odpowiednio pobranych wycinków materiału,

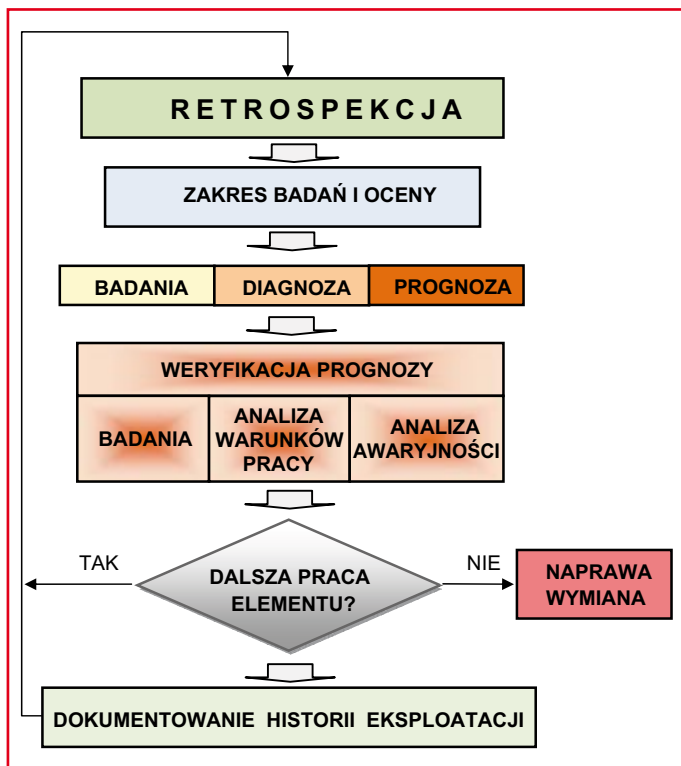
- prognozę trwałości należy odpowiednio weryfikować:
 - wykonując odpowiednie badania diagnostyczne,
 - analizując warunki pracy urządzenia/elementu,
 - analizę awaryjności należy traktować jako jedno z najważniejszych źródeł informacji o rzeczywistej:
 - kondycji technicznej długoeksploatowanych elementów,
 - jakości eksploatacji i utrzymania stanu technicznego urządzeń
- oraz racjonalnego stosowania środków zapobiegawczych,

• historia eksploatacji, w tym stany awaryjne, są odpowiednio dokumentowane.

Analiza ryzyka to proces przedstawiony schematycznie na rys. 6 zintegrowany (synchroniczny) z pracą urządzenia. Potrzeba ta wynika stąd, że wielkość ryzyka może ulegać zmianie w zależności od:

- wyników i poziomu diagnostyki,
- zakresów i poziomu remontów,
- warunków eksploatacji,
- stanu wiedzy nt. przyczyn uszkodzeń i możliwości (technologii) ich zapobiegania,

co przedstawiono schematycznie na rys. 6.



Rys. 6. Ocena prawdopodobieństwa uszkodzenia dla określenia ryzyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia.

5. Analiza Ryzyka wg Pro Novum – ogólny opis metodyki

Analiza ryzyka to proces złożony z następujących czynności i procedur:

1. Wybór obiektu (ów) analizy,
2. Wygenerowanie macierzy ryzyka,
3. Wypełnienie macierzy danymi w celu określenia ryzyka początkowego
4. Aktualizacja danych w macierzy ryzyka podczas eksploatacji urządzenia.

Metodyka Pro Novum wykorzystuje klasyczne podejście do obliczenia ryzyka (1). Prawdopodobieństwo uszkodzenia zaleca się



Rys. 7. Sposób określenia prawdopodobieństwa uszkodzenia.

określić w sposób, który pozwala je aktualizować (Rys. 7) w zależności od:

- o aktualnej wiedzy o stanie technicznym elementu,
- o warunków jego eksploatacji.

Z wyżej opisanych względów prawdopodobieństwo uszkodzenia wylicza się ze wzoru (2):

$$R = (P+WKP) \times K \quad (2)$$

gdzie:

$$K = RMB \times RBO \quad (3)$$

RMP – wartość rankingu strat w majątku produkcyjnym,

RBO – wartość rankingu bezpieczeństwa obsługi.

WKP – wskaźnik zmieniający (powiększający lub zmniejszający) prawdopodobieństwo uszkodzenia wartość rankingu strat w majątku produkcyjnym, ze względu na:

- stopień wyczerpania trwałości (SWT),
- wyniki analizy awaryjności,
- wynik rankingu (przedstawiony w tabelcy 5),
- wyniki analizy warunków pracy.

Ze względu na stopień wyczerpania trwałości wartość P należy korygować w sposób przedstawiony w tabelcy 3, ale tylko wtedy, gdy SWT określony wg struktury jest równy lub większy od SWT na podstawie obliczeń.

TABELCA 3

Stopień wyczerpania trwałości materiału (SWT)	Prawdopodobieństwo uszkodzenia
100%	0,7
80% ÷ 100%	0,5
50% ÷ 80%	0,3
30% ÷ 50%	0,2
< 30%	0,1

Bieżące wyniki analizy awaryjności należy uwzględnić przyjmując odpowiednią wartość P z tabelcy 1

Wartość rankingu (WR) z tabelcy 5 w następujący sposób koryguje wartość P – tabelca 4

TABELCA 4

Wartość rankingu WR	Sposób korekcji prawdopodobieństwa
0 ÷ 0,1	P + 0,2
0,1 ÷ 0,4	P + 0,1
0,4 ÷ 1,0	Bez korekcji P

TABLICA 5

Lp.	Parametr rankingu	Odpowiedź	Wartość
1.	Czy znana jest historia eksploatacji?	TAK/NIE	1/0
2.	Czy element podlegał badaniom?		1/0
3.	Czy określono stan techniczny elementu oraz jego prognozę trwałości?		1/0
4.	Czy ocenę stanu technicznego i prognozę wykonano na podstawie badań własności lub struktury materiału?		1/0
5.	Czy element był modernizowany?		0/1
6.	Czy uzyskano pozytywny wynik badania po upływie min 60 tys. godz. od modernizacji?		1/0
7.	Czy zmieniono warunki pracy elementu?		0/1
8.	Czy uzyskano pozytywny wynik badań po upływie min 60 tys. godz. od zmiany warunków pracy?		1/0
9.	Czy analizuje się awaryjność pracy urządzeń z rozróżnieniem przyczyn bezpośrednich i pośrednich awarii?		1/0
10.	Czy zarejestrowano awarię, której przyczyną było uszkodzenie elementu?		0/1
11.	Czy rejestruje się i analizuje na bieżąco warunki pracy elementu?		1/0
12.	Czy dokumentuje się na bieżąco historię pracy elementu?		1/0
Wartość aktualna			Σn_i
Wartość maksymalna			12
Wartość			$\Sigma n_i/12$
<i>Znaczenie takich pojęć jak historia eksploatacji, stan techniczny, prognoza, analiza awaryjności, przekroczenia parametrów pracy opisano w opracowaniach [12,13]</i>			

Jeśli element był nie badany przez ≥ 200 tys. godz.* prawdopodobieństwo jego uszkodzenia należy korygować w sposób przedstawiony w tabelicy 6.

**/dotyczy wyłącznie elementów o bardzo niskim lub niskim prawdopodobieństwie oraz najwyższej średnich konsekwencjach awarii.*

TABLICA 6

Lp.	Czas pracy bez badania elementu	Sposób korekcy prawdopodobieństwa
1.	≥ 200.000 godzin	P + 0,1
2.	≥ 250.000 godzin	P + 0,2
3.	≥ 300.000 godzin	P + 0,3

Wartość prawdopodobieństwa P, ze względu na warunki pracy koryguje się tylko wtedy gdy rzeczywiste warunki pracy (przekroczenia dopuszczalnych wartości wybranych parametrów pracy) prowadzą do uszkodzenia elementu lub korekty prognozy trwałości (patrz tabela 7).

TABLICA 7

Lp.	Skutek przekroczenia parametrów pracy Redukcja prognozy trwałości	Sposób korekcy prawdopodobieństwa
1.	< 10%	P + 0,1
	10% ÷ 30%	P + 0,2
	> 30%	P + 0,3
2.	Uszkodzenia elementu	wg tabelicy 1

6. Analiza ryzyka wspierana przez oprogramowanie

Analiza ryzyka, jeśli ma udostępniać aktualną wiedzę użyteczną dla inżyniera, ekonomisty i ubezpieczyciela oraz managera wysokiego stopnia zarządzania 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 [8, 10], które większość danych rejestruje i przetwarza automatycznie (Rys. 8).

Komercjalizacja produkcji energii i centralizacja zarządzania utrzymania stanu technicznego to procesy, które wymuszają systemowe podejście do zarządzania majątkiem produkcyjnym także w obszarze inżynierii. Dla urządzeń długoeksploatowanych, których elementy krytyczne pracując w zakresie trwałości indywidualnej to także szansa na utrzymanie stanu technicznego wg najwyższych standardów bezpieczeństwa [13, 14].

7. Podsumowanie i wnioski

W coraz większym stopniu produkcja energii elektrycznej i ciepłej odbywa się wg kryteriów komercyjnych. Nie tylko remonty, ale także diagnostyka i bezpieczeństwo eksploatacji są rozpatrywane od strony kosztów. Nic nie wskazuje na to, aby w stosunku do długoeksploatowanych bloków miało być stosowane inne, bardziej ekonomicznie „łagodne” podejście.

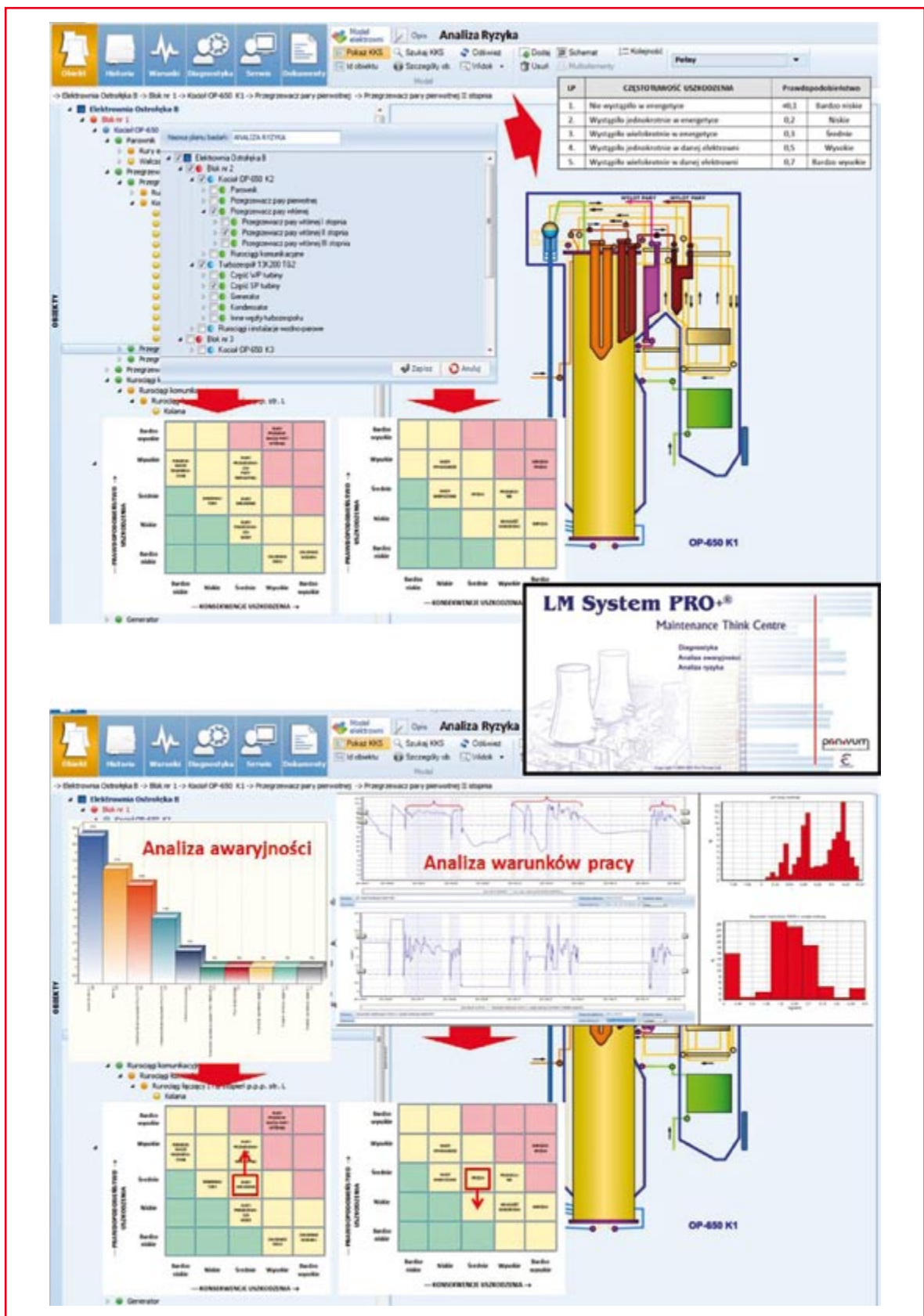
„Optymalizację” nakładów na utrzymanie stanu technicznego dokonuje się bardzo często przez ich prostą redukcję. To bez wątpienia złe podejście wymuszone w największym stopniu brakiem narzędzi, które systemowo kojarzyłyby potrzeby techniki, ekonomii i bezpieczeństwa.

Takim narzędziem, jest utrzymanie stanu technicznego urządzeń na podstawie analizy ryzyka (RBM). Podejście to wymaga rejestracji i przetwarzania sporej ilości danych oraz integracji z procesami eksploatacji i utrzymania urządzeń. Aktualnie nie stanowi to większej bariery dla wdrożenia tej metodyki. Odpowiednie oprogramowanie [8, 10] z prostą, mało pracochłonną jego obsługą rozwiązuje ten problem tanio i komfortowo.

Dla urządzeń długoeksploatowanych takie podejście powinno stać się standardem zapewniającym nie tylko oczekiwaną wysoką dyspozycyjność, ale przede wszystkim ich bezpieczeństwo. Podejście takie nie ma obecnie alternatywy. Uzgodnienie języka oraz kryteriów zrozumiałych i akceptowanych przez managera, inżyniera, ekonomistę i ubezpieczyciela to może najważniejsze zadanie, które nie zostało jeszcze zrealizowane.

PIŚMIENNICTWO

- [1] 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.
- [2] ASME CRDT, Vol.41; Risk-based methods for equipment life management, 2003.
- [3] Zdankiewicz M.: Kontrola urządzeń energetycznych oparta o analizę ryzyka. Próba usystematyzowania zaleceń w oparciu o wytyczne ASME. Materiały konferencyjne: Diagnostyka i eksploatacja kotłów parowych w zmodernizowanych blokach energetycznych. Symposium Informacyjno-Szkoleniowe Pro Novum. Wisła 1999.
- [4] API 580/581 – American Petroleum Institute US, Risk-based inspection-recommended practice (1996 – 2000).
- [5] VGB-M 130e – Recommendation for the introduction of risk-based maintenance. VGB PowerTech. 2004.
- [6] RIMAP CEN Workshop Document: Risk-based inspection and maintenance procedures for European Industry. Stuttgart/Brussels, March 2007 (Dokument opracowany z udziałem Pro Novum).
- [7] Shibli A., Le Mat-Hamata N.: Risk-based Maintenance and his Application to Boiler Plant. ETD RBM Seminar London. Nov. 2006.
- [8] Ablitt Ch., Cane B., Rogers M., Kirkland R.: Optimised Outage Planning of Fossil Boilers Using Riskwise™. Risk-Based Inspection Software. ETD RBM Seminar London. Nov. 2006.
- [9] Dobosiewicz J.: Ocena ryzyka dla komór przegrzewaczy pary kotłów parowych. Pro Novum. Katowice 2008.
- [10] Trzecznyński J., Murzynowski W., Białek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy



Rys. 8. Przykłady ilustrujące ocenę ryzyka przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®[10].

wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. Dozór Techniczny Nr 5/2011.

- [11] Brunné W., Trzeczynski J., Haliński J.: Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych. Dozór Techniczny Nr 6/2011.
- [12] Trzeczynski J.: System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300.000 godzin. Dozór Techniczny Nr 2/2012.

- [13] Trzeczynski J.: „Rekomendacje w zakresie kwalifikowania elementów urządzeń ciepło – mechanicznych bloków 200MW w TAURON Wytwarzanie S.A. do pracy, do 350 000godz.” Sprawozdanie PN 14.2742/2012.
- [14] Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepło-mechanicznych bloków 200 MW”. Dokument w trakcie przygotowywania przez Pro Novum na zlecenie TGPE i elektrowni wyposażonych w bloki 200 MW.