

Prof. dr hab. inż. Andrzej Rusin
Mgr inż. Adam Wojaczek

Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
Politechnika Śląska
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, Polska
andrzej.rusin@polsl.pl
adam.wojaczek@polsl.pl

Optymalizacja okresów międzyremontowych maszyn energetycznych z uwzględnieniem ryzyka

Słowa kluczowe: *optymalizacja, okres międzyremontowy, maszyny energetyczne, ryzyko*

Streszczenie: Celem usług prewencyjnych jak i korekcyjnych jest zachowanie lub przywrócenie akceptowalnego poziomu efektywności i bezpieczeństwa eksploatacji danego obiektu. Optymalizacja działań remontowych pozwala na uzyskanie tych efektów przy możliwie niskich kosztach. W artykule przedstawiono model matematyczny optymalizacji okresów międzyremontowych z uwzględnieniem ryzyka. Szczegółowe obliczenia przeprowadzono dla turbin pracujących w blokach energetycznych dużej mocy.

1. Wstęp

Działania obsługowo – remontowe zarówno prewencyjne jak i korekcyjne po wystąpieniu awarii mają na celu zachowanie bądź przywrócenie akceptowalnego poziomu eksploatacji danego obiektu. Optymalizacja tych działań ma na celu poprawę niezawodności i bezpieczeństwa eksploatacji przy możliwie niskich kosztach [1]. Rozwój nowych technik i metod działań obsługowo – remontowych w ostatnich latach związany jest z formalnymi przepisami i oczekiwaniami poprawy bezpieczeństwa użytkowania wszystkich obiektów technicznych. Wymogi te są szczególnie istotne dla dużych systemów zapewniających prawidłowe funkcjonowanie wielu gałęzi gospodarki. Do systemów takich należy m.in. system energetyczny oraz jego podstawowe podsystemy wytwarzania i przesyłu. O niezawodności podsystemu wytwarzania decyduje niezawodność bloków energetycznych oraz ich głównych elementów tzn. turbiny, kotłów i generatorów. Prawidłowe i bezpieczne funkcjonowanie tych maszyn i urządzeń zapewnia bezpieczeństwo produkcji energii w różnych jej postaciach tzn. energii elektrycznej oraz ciepła. Z drugiej strony rynek i konkurencja producentów energii na tym rynku wymaga obniżanie wszystkich możliwych kosztów, w tym kosztów działań obsługowo – remontowych mających istotny udział w końcowej cenie energii.

Przedstawiona w dalszej części artykułu metoda określenia okresów międzyremontowych opiera się na założeniu minimalizacji kosztów eksploatacyjnych lub maksymalizacji zysku z eksploatacji. Obie postacie funkcji celu uwzględniają poziom ryzyka. Szczegółowe rozważania przeprowadzono dla elementów turbin parowych pracujących w blokach energetycznych dużej mocy.

2. Model optymalizacji okresów międzyremontowych

Jak już wspomniano podstawowym celem obsługi i remontów prewencyjnych jest niwelacja negatywnych efektów różnych procesów zużycia pogarszających stan techniczny obiektów i przywrócenie go do takiego poziomu, aby obiekt mógł bezpiecznie pracować do czasu kolejnej odnowy nie ulegając w tym okresie uszkodzeniu. Często w praktyce przemysłowej wykonuje się te działania w regularnych okresach czasu ustalanych na podstawie doświadczeń i praktyki eksploatacyjnej. Coraz częściej wykorzystuje się również wiedzę uzyskaną z badań diagnostycznych i systemów monitoringu eksploatacji danego urządzenia. Proponowane poniżej podejście zakłada uwzględnienie zarówno kosztów działań obsługowo – remontowych jak i poziomu bezpieczeństwa eksploatacji. Miarą tego bezpieczeństwa może być poziom ryzyka technicznego związanego z eksploatacją danego obiektu. Przez ryzyko techniczne rozumie się iloczyn prawdopodobieństwa zajścia zdarzenia niepomyślnego oraz jego konsekwencji [1, 2, 8, 9, 10]. Oznaczając ryzyko jako R zapiszemy:

$$R = \sum_{i=1}^n P_i C_i \quad (1)$$

gdzie: P_i – prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia „i”,
 C_i – konsekwencje wystąpienia zdarzenia „i”,
 n – liczba zdarzeń niebezpiecznych związanych z danym obiektem.

Tak zdefiniowane ryzyko może być podstawą formułowania kryteriów optymalizacji okresów jak i zakresów [3, 11] odnow prewencyjnych. W tym celu należy wykorzystać pojęcie dopuszczalnego poziomu ryzyka. Podstawą do obliczeń prawdopodobieństwa zdarzeń niekorzystnych są dane o eksploatacji obiektu, w tym przede wszystkim dane o awariach i uszkodzeniach elementów. Nieodzowna jest również znajomość procesów zużycia, które mogą prowadzić do uszkodzeń elementów. Drugi z czynników decydujących o poziomie ryzyka, czyli konsekwencje awarii i uszkodzeń wyrażane są najczęściej w jednostkach pieniężnych. Prawidłowe ich ustalenie również wymaga dogłębnej znajomości warunków eksploatacji, remontów, a także zagadnień ekonomicznych danego przedsiębiorstwa.

Jeżeli konsekwencje wyrażone zostaną w jednostkach pieniężnych, to również ryzyko opisane zależnością (1) ma ten wymiar. Staje się ono kategorią ekonomiczną i może być uwzględniane w rachunku ekonomicznym. Wykorzystując ten fakt możemy przedstawić procedurę planowania gospodarki obsługowo – remontowej jako procedurę optymalizacji kosztów całkowitych K_c . W kosztach tych uwzględnione zostanie również ryzyko. Otrzymamy zatem:

$$K_c = K_r + R \quad (2)$$

Pierwszy wyraz w powyższej sumie K_r oznacza sumaryczne koszty poniesione na obsługę i remonty danego obiektu tzn.:

$$K_r = \sum_i K_{ri} \quad (3)$$

natomiast drugi wyraz zależności (2) oznacza całkowite ryzyko stwarzane przez dany obiekt:

$$R = \sum_j R_j \quad (4)$$

Odnosząc koszty w wyrażeniu (2) do czasu eksploatacji t otrzymamy koszt jednostkowy przypadający na jednostkę czasu:

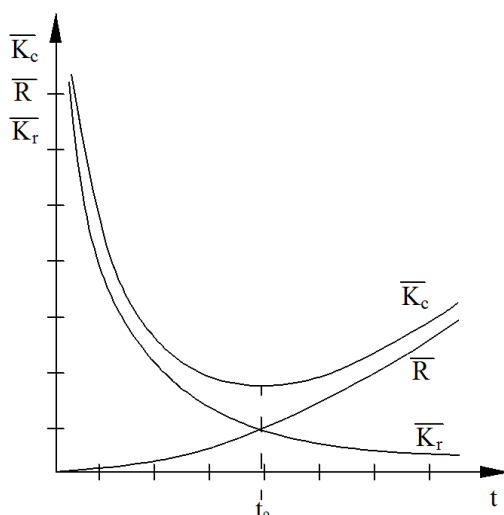
$$\bar{K}_c = \frac{K_r + R}{t} = \bar{K}_r + \bar{R} \quad (5)$$

gdzie $\bar{K}_c, \bar{K}_r, \bar{R}$ są wielkościami odniesionymi do jednostki czasu. Optymalną wartość czasu trwania okresu międzyremontowego otrzymamy przez minimalizację funkcji celu V , którą w naszym przypadku jest koszt całkowity \bar{K}_c tzn.:

$$V = \bar{K}_c \quad (6)$$

$$V \rightarrow \min \Rightarrow t = t_o \quad (7)$$

co graficznie przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Idea doboru optymalnego czasu obsług przewencyjnych

Jeżeli w procesie optymalizacji dodatkowo uwzględnić zysk Z uzyskany z eksploatacji obiektu, to funkcją celu może być różnica pomiędzy zyskiem Z , a sumarycznymi kosztami K_c , które uwzględniają również ryzyko. Możemy zatem zapisać:

$$V = \Delta \bar{K} = \bar{Z} - \bar{K}_c = \bar{Z} - (\bar{K}_r + \bar{R}) \quad (8)$$

Celem optymalizacji dla tak sformułowanej postaci funkcji celu jest jej maksymalizacja, tzn.:

$$V \rightarrow \max \Rightarrow t = t_o \quad (9)$$

Wszystkie wielkości w powyższych wzorach są odniesione do jednostki czasu. Jeżeli przyjmiemy, że zysk jest liniową funkcją czasu eksploatacji, to zysk jednostkowy odniesiony do jednostki czasu będzie wielkością stałą, a optimum wyznaczone z zależności (9) będzie tożsame z optimum otrzymanym ze sformułowania (7). Jeżeli jednak z upływem czasu następuje spadek efektywności pracy obiektu, to zysk w kolejnych okresach jest coraz mniejszy, co oznacza, że wielkość \bar{Z} jest malejącą funkcją czasu.

W przypadku maszyn i urządzeń energetycznych definiuje się ich sprawność η jako stosunek energii wyprodukowanej (np. energii elektrycznej) E_w do energii doprowadzonej (np. energii chemicznej paliwa) E_d :

$$\eta = \frac{E_w}{E_d} \quad (10)$$

Energia wyprodukowana jest zatem funkcją sprawności, która zmienia się w czasie:

$$E_w(t) = \eta(t)E_d \quad (11)$$

Przyjmując założenie, że zysk Z z eksploatacji jest proporcjonalny do ilości energii wyprodukowanej można zapisać:

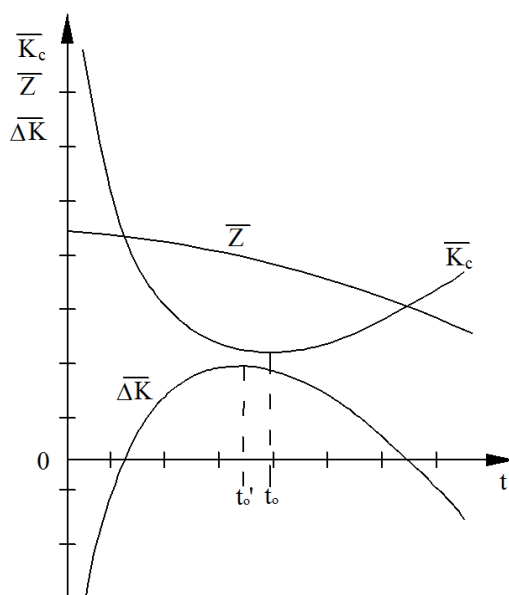
$$Z = pE_w = p\eta(t)E_d \quad (12)$$

gdzie:

p jest stałą opisującą udział zysku w całkowitych dochodach uzyskanych z wyprodukowanej energii E_w .

Można zatem przyjąć, że przy stałej ilości energii doprowadzonej spadek zysku w danym okresie jest proporcjonalny do spadku sprawności urządzeń.

W takim przypadku optimum uzyskane z optymalizacji funkcji celu wyrażonej zależnością (9) może być różne od optimum funkcji celu opisanej równaniem (7) (rys. 2).



Rys. 2. Idea doboru optymalnego czasu obsług prewencyjnych z uwzględnieniem zysku

Przeprowadzenie odnów prewencyjnych ma na celu poprawę własności eksploatacyjnych obiektu. Biorąc pod uwagę zakres przywrócenia stanu wyjściowego obiektu wyróżnić można [7]:

- odnowę doskonałą przywracającą w pełni początkowe własności użytkowe obiektu – obiekt może być traktowany jako nowy,
- odnowę minimalną nie zmieniającą własności użytkowych obiektu, jego intensywność uszkodzeń nie ulega zmianie,
- odnowę niedoskonałą, w wyniku której własności użytkowe obiektu ulegają poprawie, ale nie do poziomu jaki posiadał obiekt nowy.

Zgodnie z powyższą klasyfikacją odnowa minimalna i doskonała są granicznymi stanami odnowy niedoskonałej. W literaturze istnieje wiele metod modelowania odnowy niedoskonałej [5,7]. Jedną z nich jest tzw. metoda wirtualnego wieku obiektu [5,7]. Zgodnie z nią, jeżeli wirtualny wiek obiektu po (n-1) odnowach wynosił t_{n-1}^* , to po kolejnej odnowie ma wartość:

$$t_n^* = t_{n-1}^* + (1-a)\Delta t \quad (13)$$

gdzie: Δt jest czasem pomiędzy n-1 oraz n-tą odnową obiektu,

a jest tzw. współczynnikiem redukcji wieku przyjmującym wartość z przedziału $<0;1>$. Wartość tego współczynnika zależna jest od zakresu i efektów działań odnowy.

Jeżeli działania te w sposób istotny niwelują negatywne skutki eksploatacji i procesów zużycia, to wartość współczynnika a przybiera wartości bliskie jedności. W przypadku przeciwnym, gdy stan obiektu po przeprowadzeniu odnowy praktycznie się nie zmienił współczynnik a przyjmuje wartość równą zero. Niewątpliwie efekty odnowy wyrażone współczynnikiem a uzależnione są od poniesionych nakładów na jej przeprowadzenie.

W dalszej części artykułu omówiono przykład optymalizacji okresów odnów prewencyjnych maszyn energetycznych z wykorzystaniem przedstawionego powyżej modelu optymalizacji.

3. Optymalizacja okresów odnów prewencyjnych zespołów wirnikowych turbin

Zespół wirnikowy turbiny obejmujący m.in. wał, łopatki wirnikowe, tarcze, łożyska, sprzęgła i uszczelnienia stanowi główny element turbiny o podstawowym znaczeniu dla jej niezawodności i dyspozycyjności. Statystyki awaryjności i dane z eksploatacji turbin wskazują, że do podstawowych niesprawności zespołu wirnikowego należą [2, 4, 6, 9]:

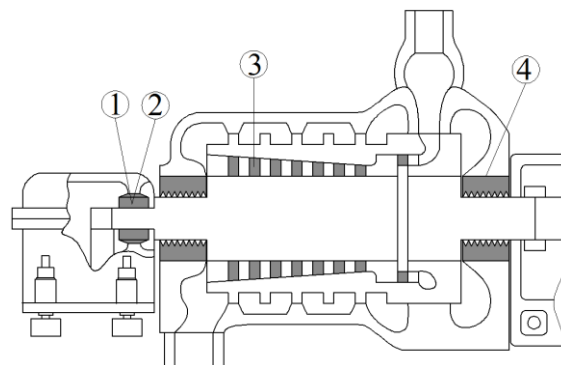
- uszkodzenia łopatek spowodowane drganiami, a także procesami korozyjnymi i erozyjnymi,
- uszkodzenia łożysk będące skutkiem błędów konstrukcyjnych, nieprawidłowego smarowania lub błędów eksploatacyjnych turbiny,
- nadmierne wydłużenia względne wirnika i kadłuba spowodowane m.in. błędami eksploatacyjnymi kotła lub turbiny, błędami konstrukcyjnymi,
- nieszczelności układu olejowego spowodowane pęknięciami jego elementów,
- nadmierne drgania wału turbiny, których przyczyną mogą być szoki termiczne.

Ponadto możliwe są jeszcze inne niesprawności turbiny, w tym rozerwanie wirnika, ale prawdopodobieństwo ich wystąpienia jest w początkowym okresie eksploatacji bardzo małe, a staje się istotne po długich czasach eksploatacji.

Ostatecznie do analizy szczegółowej przyjęto cztery scenariusze najczęściej spotykanych uszkodzeń zespołu wirnikowego. Są to:

1. Uszkodzenie łożysk turbiny powodujących wtórne uszkodzenie układu przepływowego,
2. Uszkodzenie łożysk turbiny bez uszkodzeń innych elementów,
3. Uszkodzenie łopatk w układzie przepływowym turbiny,
4. Uszkodzenie uszczelnień labiryntowych wirnika.

Pierwsze dwa z wymienionych scenariuszy dotyczą łożysk turbiny, a ich rozróżnienie podyktowane jest zakresem i konsekwencjami tych uszkodzeń. Jeżeli uszkodzenie łożysk pociąga za sobą uszkodzenie układu przepływowego wirnika konsekwencje finansowe związane z zakresem naprawy jak i konieczny postój maszyny, a tym samym straty w produkcji energii są wielokrotnie wyższe. Obszary uszkodzeń opisane powyższymi scenariuszami zaznaczono na schemacie turbiny na rys. 3.



Rys. 3. Schemat turbiny

Na podstawie danych eksploatacyjnych ustalono, że czas pracy do uszkodzenia według wszystkich wymienionych scenariuszy może być opisany rozkładem Weibulla o następującej postaci dystrybuanty:

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\alpha} \right)^\beta \right] \quad (14)$$

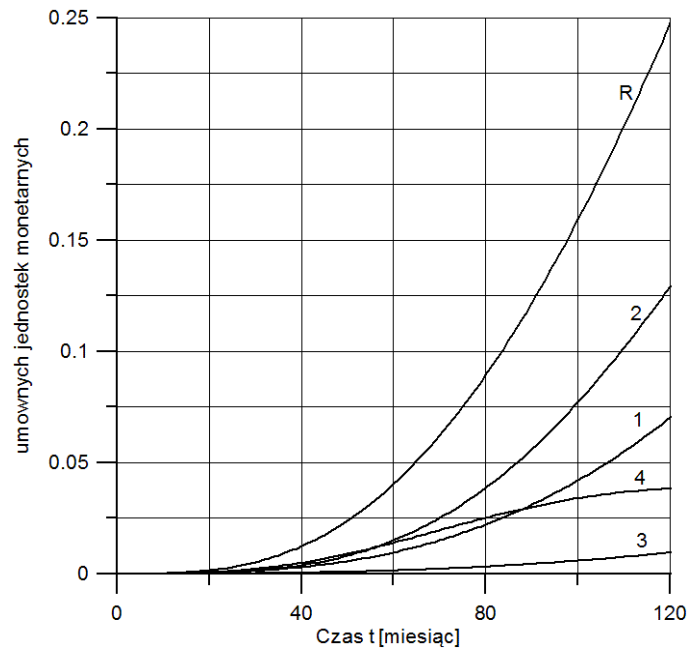
gdzie α , β są parametrami rozkładu Weibulla. Wartości tych parametrów dla poszczególnych zdarzeń podano w tabelicy 1.

Tablica 1

Nr scenariusza	Parametry rozkładu Weibulla		Względne koszty awarii
	α	β	
1	296	2,9	1,00
2	148	3,4	0,33
3	444	2,7	0,33
4	80	2,9	0,04

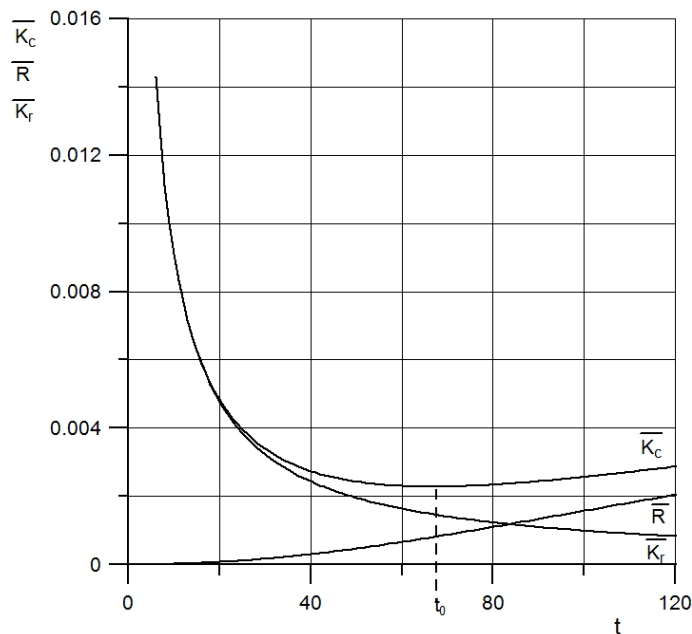
Na podstawie analizy kosztów związanych z wystąpieniem powyższych uszkodzeń ustalono ich względne wartości odniesione do kosztów najpoważniejszej awarii opisanej scenariuszem nr 1. Koszty te podane również w tabelicy 1 obejmują bezpośrednio koszty naprawy, części zamiennych, strat spowodowanych utraconą produkcją oraz innych dodatkowych kosztów poniesionych w związku z wystąpieniem awarii. Oszacowanie prawdopodobieństwa wystąpienia danego rodzaju uszkodzenia oraz jego kosztów umożliwia obliczenie ryzyka. Przebieg czasowy ryzyk związanych z wymienionymi czterema

scenariuszami uszkodzeń oraz ryzyka całkowitego zespołu wirnikowego pokazano na rys. 4. Wielkość ryzyka wyrażono w umownych jednostkach zgodnie z tabelicą 1.



Rys. 4. Ryzyka związane z eksploatacją zespołu wirnikowego

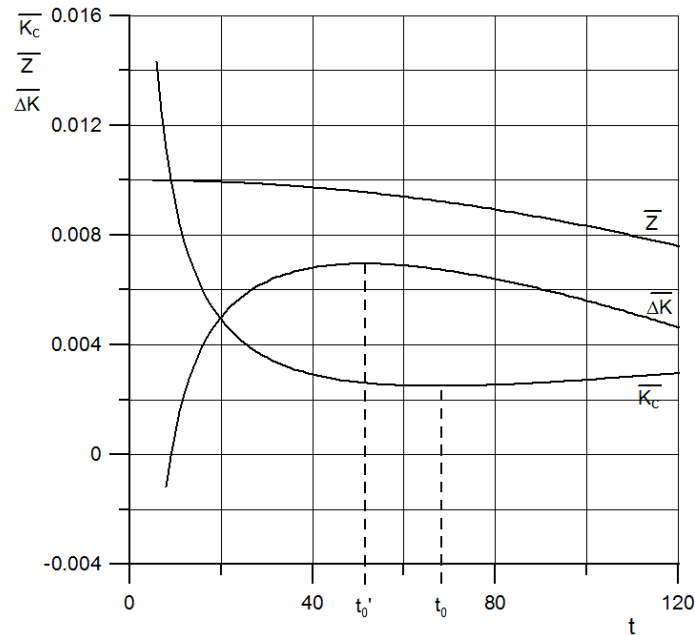
Znajomość nakładów związanych z remontami dotyczącymi zespołu wirnikowego, których celem jest uniknięcie wspomnianych powyżej uszkodzeń pozwala zgodnie z relacją (7) wyznaczyć optymalny czas przeprowadzenia odnowy. W obliczeniach założono względny koszt odnowy prewencyjnych wynoszący 0,1 kosztów wystąpienia awarii opisanej scenariuszem 1. Wynik takiej optymalizacji podano na rys. 5. Dla przyjętych danych optymalny czas przeprowadzenia odnowy wynosi 67 miesięcy.



Rys. 5. Optymalny czas odnowy zespołu wirnikowego turbiny wg kryterium (7)

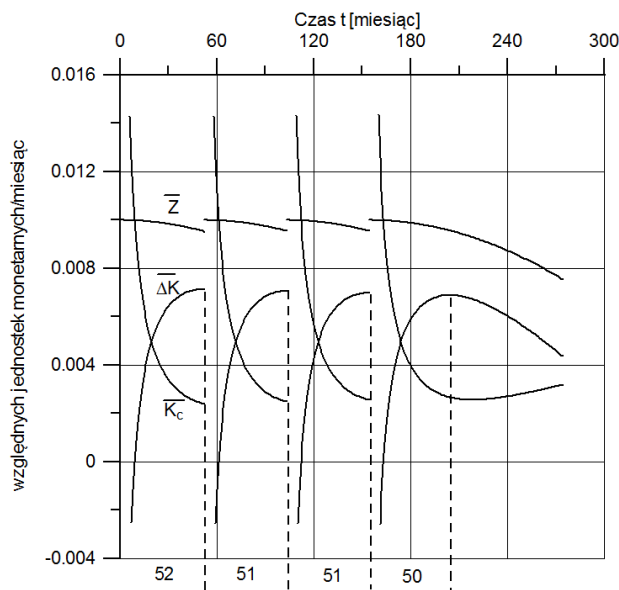
Wyniki optymalizacji według kryterium (9) pokazano na rys. 6. Założono maksymalny zysk na jednostkę czasu wynoszący 0,01 kosztów awarii według scenariusza 1. Sprawność

bloku w okresie 60 miesięcy zmienia się od 34% do 32%. Otrzymano optymalny czas przeprowadzenia obsługi $t_o' = 52$ miesięcy.

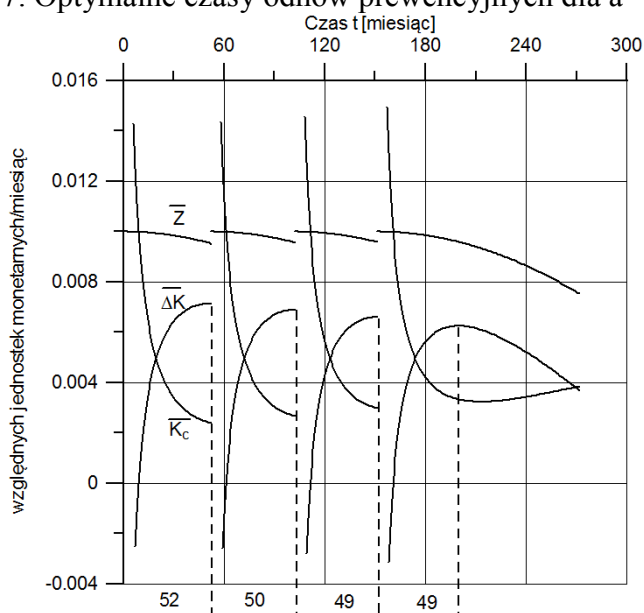


Rys.6. Porównanie optymalnych czasów odnowy zespołu wirnikowego turbiny wg kryterium (7) i (9)

Zakładając, że przeprowadzone działania remontowe przywracają początkowy stan elementu zespołu wirnikowego, a warunki eksploatacji nie ulegają zmianie kolejne odnowy powinny odbywać się w takich samych odstępach czasu. W praktyce jednak wiadomo, że nie jest możliwe przywrócenie w pełni stanu początkowego elementów, a sam proces odnowy należałoby traktować jako odnowę niedoskonałą. Przyjmując takie założenie oraz zakładając, że efekt odnowy można opisać tzw. wirtualnym wiekiem obiektu zgodnie z zależnością (13) to kolejne okresy między odnowami uzależnione będą od wartości współczynnika redukcji wieku a . Przykłady optymalizacji okresów między odnowami dla dwóch różnych wartości współczynnika a podano na rys. 7 i 8. Rysunek 7 podaje optymalne okresy odnów przy założeniu, że wartość współczynnika redukcji wynosi 0,95, natomiast na rys. 8 podano optymalne rozwiązanie dla współczynnika $a = 0,85$. W obu przypadkach optymalizację prowadzono dla funkcji celu opisanej zależnością (9).



Rys. 7. Optymalne czasy odnów prewencyjnych dla $a = 0,95$



Rys. 8. Optymalne czasy odnów prewencyjnych dla $a = 0,85$

Z podanych zależności wynika, że kolejne okresy międzyremontowe ulegają nieznaczniemu skróceniu. Dla przyjętych danych ostatnie okresy międzyremontowe są krótsze o 2 do 3 miesiące od początkowych.

4. Podsumowanie

Przedstawiony w artykule model matematyczny doboru okresów międzyremontowych uwzględnia zarówno efekty ekonomiczne jak i poziom ryzyka związanego z eksploatacją danego obiektu. Model ten wykorzystano do oszacowania okresów międzyremontowych turbin parowych stanowiących jeden z głównych elementów bloku energetycznego. Na podstawie rzeczywistych danych o awaryjności turbin krajowych bloków energetycznych dużej mocy obliczono prawdopodobieństwo wystąpienia czterech głównych scenariuszy uszkodzeń. Oszacowano względne wartości skutków tych zdarzeń oraz poziom ryzyka. W wyniku rozwiązań zadań optymalizacyjnych dla różnych sformułowań funkcji celu otrzymano optymalne okresy przeprowadzenia pierwszego oraz kolejnych remontów turbiny.

Długość tych okresów międzyremontowych uzależniona jest od jakości przeprowadzonego remontu.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

5. Literatura

1. Apeland S, Aven T. Risk based maintenance optimization: foundational issues. Reliability Engineering and System Safety 2000; 67: 285-292.
2. Bareiß J, Roos E, Jovanovic A, Perunicic M, Balos D. Risk-based maintenance concept-European development and experience in implementation on high-temperature steam tubes and pipes. VGB Power Tech 2006; 1/2: 77-82.
3. Carazas F G, Souza G F M. Risk-based decision making method for maintenance policy selection of thermal power plant equipment. Energy 2010; 35: 964-975.
4. Jovanovic A. Risk-based component life management in fossil power plants. OMMI 2002; 1: 1-6.
5. Kallen M J, Noortwijk J M. Optimal maintenance decisions under imperfect inspection. Reliability Engineering and System Safety 2005; 90: 177-185.
6. Krishnasamy L, Khan F, Haddara M. Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 2005; 18: 69-81.
7. Pham H, Wang H. Imperfect maintenance. European Journal of Operational Research 1996; 94: 425-438.
8. Rusin A. Assessment of operational risk of steam turbine valves. Int. J. of Pressure Vessels and Piping 2004; 4: 373-379.
9. Rusin A. Awaryjność, niezawodność i ryzyko techniczne w energetyce cieplnej. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2008.
10. Rusin A. Technical risk involved in long-term operation of steam turbines. Reliability Engineering and System Safety 2007; 92: 1242-1249.
11. Rusin A, Wojaczek A. Selection of maintenance range for power machines and equipment in consideration of risk. Eksploatacja i Niezawodność - Maintenance and Reliability 2007; 3(35): 40-43.