

Mariusz Pawlak

Jan Maciej Kościelny

Piotr Wasiewicz

Institut Automatyki I Robotyki

Politechnika Warszawska

ul. Św. Andrzeja Boboli 8, 02-525 Warszawa

E-mail: m.pawlak@mchtr.pw.edu.pl, jmk@mchtr.pw.edu.pl, p.wasiewicz@mchtr.pw.edu.pl

Metoda podwyższania niezawodności i bezpieczeństwa procesów poprzez stosowanie układów regulacji tolerujących uszkodzenia

Słowa kluczowe: *bezpieczeństwo, diagnostyka, układ regulacji, tolerowanie uszkodzeń, redundancja, rekonfiguracja, turbina parowa, blok energetyczny, wskaźniki niezawodności*

Streszczenie: Przedstawiono ideę działania układów automatyki tolerujących uszkodzenia. Omówiono warstwy zabezpieczeniowo ochronne stosowane w diagnostyce technicznej, związanej z bezpieczeństwem układów regulacji. Jako przykład układu regulacji tolerującego uszkodzenia torów pomiarowych, opisano układ regulacji mocy turbiny parowej. Turbiny takie stanowią podstawowy element bloków energetycznych, tworzących krajowy system energetyczny. Dlatego też, od układów regulacji turbin wymaga się dużej niezawodności. W pracy określono wpływ diagnostyki i tolerowania uszkodzeń na wartości wskaźników niezawodności i bezpieczeństwa układów automatyki.

1. Wprowadzenie

Uszkodzenia układów sterowania są jedną z głównych przyczyn awarii procesów przemysłowych. Według danych firmy ABB, 36% wszystkich awarii spowodowanych jest przez uszkodzenia elementów automatyki, w tym głównie uszkodzenia urządzeń pomiarowych i wykonawczych. Urządzenia te są zainstalowane na obiekcie, co powoduje ich trudne i zmienne warunki pracy. Jednostki sterujące, instalowane w sterowniach, ulegają uszkodzeniom stosunkowo rzadko. Jeśli rozpatrujemy wyłącznie awarie spowodowane przez systemy sterowania, to nie więcej niż 10% z nich spowodowanych jest uszkodzeniami jednostek sterujących, a pozostałe są skutkami uszkodzeń urządzeń pomiarowych i wykonawczych]. Natomiast paradoksalnie różne rozwiązania redundancyjne są opracowane i dostępne handlowo przede wszystkim dla wszelkiego rodzaju systemów sterownikowych.

Przykładami poważnych awarii przemysłowych spowodowanych uszkodzeniami urządzeń pomiarowych są:

- Awaria w Buncefield w dniu 11 grudnia 2005 roku w bazie paliw. Uszkodzenie czujnika poziomu spowodowało przepełnienie zbiornika z paliwem, a następnie zapłon. Nastąpiła seria wybuchów i pożar paliwa lotniczego. Był to największy pożar w Europie. Było 40 rannych i poważne straty materialne (5 mld £) [1].
- Awaria w Texas City, Stany Zjednoczone, 23 marca 2005 roku w największej rafinerii ropy naftowej koncernu BP International. Zawiodły urządzenia pomiarowe poziomu, co spowodowało przepełnienie poziomu w kolumnie destylacyjnej podczas rozruchu instalacji separatora na wydziale izomeryzacji wytwarzającym wysokooktanowe dodatki do benzyny bezołowiowej. Nastąpiło gwałtowne parowanie, wzrost ciśnienia,

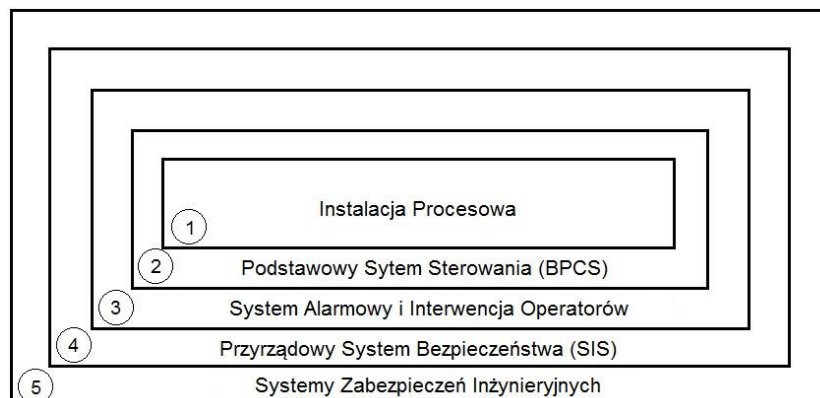
wyrzuty rafinatu i w konsekwencji eksplozja oraz pożar. Zginęło 15 osób, a 170 zostało rannych. Instalacje separatora i odparowania węglowodorów zostały zniszczone [2].

Potrzeba zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa, tj. redukcji ryzyka do poziomu akceptowalnego, była przyczyną powstania międzynarodowych norm dotyczących bezpieczeństwa funkcjonalnego. Bezpieczeństwo funkcjonalne odnoszące się do wszystkich działań w cyklu życia systemów sterowania E/E/PE (zawierających elektryczne, elektroniczne i programowalne elektroniczne elementy składowe) stanowi istotny aspekt bezpieczeństwa technicznego. Opracowane zostały standardy w zakresie ogólnych zasad bezpieczeństwa funkcjonalnego – IEC 61508 [11,20,21], w zakresie procesów przemysłowych – IEC 61511, w zakresie maszyn – IEC 62061 [12] oraz w zakresie energetyki jądrowej – IEC 61513. Podstawowe znaczenie ma nowa wersja normy IEC 61508 [21]. Została ona przyjęta jako norma europejska EN 61508, a następnie krajowa PN-EN 61508 [33]. Norma IEC 61511 jest obecnie aktualizowana i będzie opublikowana z pewną zwłoką jako norma europejska (EN) a następnie krajowa (PN-EN). Zawiera ona szereg uzupełnień i nawiązuje szerzej do aktualnej normy IEC 61508, głównie jej części 5, 6 i 7. Nowe wersje wspomnianych norm uwzględniają szeroko zagadnienia teoretyczne (liczne cytowania uznanych publikacji) i wymagania stawiane modelom matematycznym, z punktu widzenia weryfikacji i walidacji proponowanych rozwiązań [21].

W niniejszej pracy omówiono ideę układów regulacji tolerujących uszkodzenia (FTCS – Fault Tolerant Control Systems). Układy te zdaniem autorów stanowić mogą nową warstwę zabezpieczeniowo-ochronną w rozumieniu norm związanych z bezpieczeństwem funkcjonalnym. W układach FTCS uwzględniane są głównie uszkodzenia urządzeń pomiarowych i wykonawczych, co w sposób istotny prowadzi do podwyższenia wskaźników niezawodnościowych i bezpieczeństwa układów sterowania, a także całego procesu. W pracy przedstawiono przykładowy układ regulacji turbiny kondensacyjnej tolerujący uszkodzenia torów pomiarowych [29-32, 41] oraz omówiono wpływ diagnostyki i tolerowania uszkodzeń na wskaźniki niezawodności i bezpieczeństwa systemu [.

2. Warstwy zabezpieczeniowo - ochronne

Zadaniem systemów związanych z bezpieczeństwem jest redukcja ryzyka, a zatem zmniejszanie częstości występowania zdarzeń zagrażających lub redukcja skutków takich zdarzeń. Struktura stosowanych systemów zabezpieczeń jest warstwowa (Rys.1).



Rys.1. Warstwy zabezpieczeniowo ochronne.

Pierwszą warstwę stanowi instalacja procesowa, która powinna być odporna na zakłócenia wewnętrzne i zewnętrzne (blokady i zabezpieczenia instalacji technologicznej). Warstwę drugą stanowi podstawowy system automatyki procesu (BPCS - Basic Process

Control System). Może nim być rozproszony system DCS (Distributed Control Systems), w którym zadania sterowania i monitorowania są zintegrowane lub system złożony ze SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) i sterowników programowalnych PLC/PAC (Programmable Logic Controller / Programmable Automation Controller). Warstwa trzecia to odrębny system alarmów krytycznych i interwencje operatorów procesu. System automatyki zabezpieczeniowej SIS (Safety Instrumented Systems) stanowi warstwę czwartą. Te cztery wymienione powyżej warstwy mają na celu zapobieganie występowaniu awarii. Warstwa piąta to systemy zabezpieczeń inżynierskich (zawory bezpieczeństwa, kurtyny, bariery ochronne, obudowy itp.), które mają jedynie ograniczać skutki powstałych awarii. Jeszcze wyższe warstwy to wewnętrzne i zewnętrzne procedury i środki techniczne, których celem jest minimalizowanie strat ludzkich i materialnych.

Powszechnie stosowane systemy bezpieczeństwa SIS realizują algorytmy blokad i zabezpieczeń automatycznych, których zadaniem jest doprowadzenie procesu do stanu bezpiecznego. Sygnały te powodują przykładowo odcięcie zasilania lub dopływu surowców, blokują urządzenia wykonawcze w pozycji bezpiecznej, uruchamiają zawory odcinające, ustawiają bezpieczny stan pracy silników, pomp, wentylatorów itp. Zwykle działania SIS wiążą się z zatrzymaniem całego lub części procesu, co prowadzi do strat ekonomicznych.

Dlatego w warstwach niższych (1, 2 i 3) celowe jest stosowanie rozwiązań, które mogą zagwarantować eliminację zagrożeń we wczesnym ich stadium i tym samym nie dopuścić do zadziałania SIS i odstawienia procesu. Metodami redukcji ryzyka nie powodującymi zatrzymania procesu są:

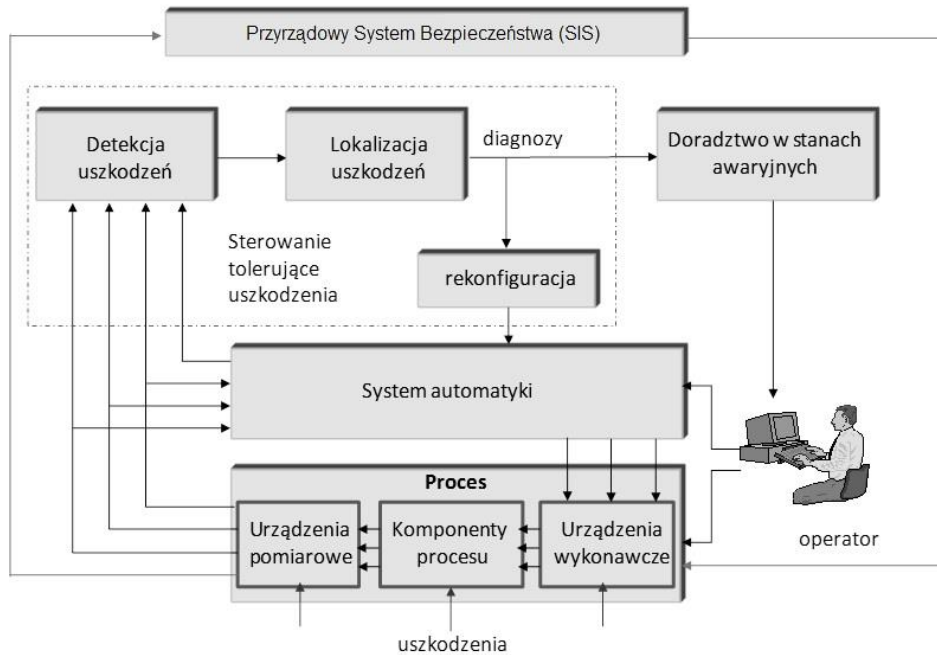
1. odporna konstrukcja instalacji procesowej dzięki zachowawczemu projektowaniu oraz wysokiej jakości budowy i eksploatacji; stosuje się bierne rozwiązania, które nie wymagają żadnego sterowania ani interwencji operatora dla uniknięcia awarii,
2. redundancja sprzętowa i programowa elementów systemu sterowania,
3. wyodrębnione systemy alarmowo – doradcze,
4. odpowiednio zaprojektowana wizualizacja procesu,
5. szkolenie operatorów, szczególnie z wykorzystaniem symulatorów procesu, na których można uruchamiać scenariusze awaryjne,
6. systemy bieżącej diagnostyki procesu i urządzeń obiektowych automatyki,
7. układy automatyki tolerujące uszkodzenia (FTCS – Fault Tolerant Control Systems).

Cztery pierwsze rozwiązania są powszechnie znane i stosowane. Natomiast pozostałe są w ostatnim okresie intensywnie rozwijane [13,21,28]. Trzy ostatnie z wyszczególnionych powyżej metod nie zostały uwzględnione w stopniu dostatecznym w normach dotyczących bezpieczeństwa.

3. Idea układów tolerujących uszkodzenia

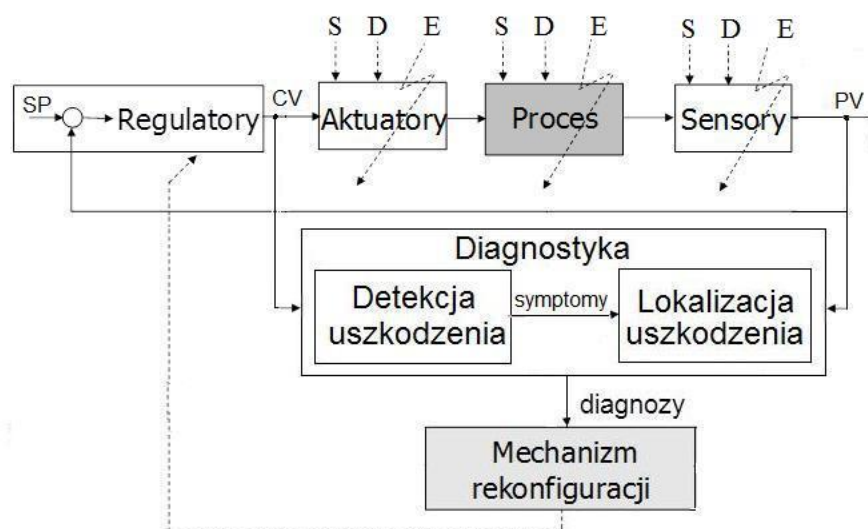
Jednym z najważniejszych aktualnie kierunków badań i rozwoju w zakresie automatyki są algorytmy sterowania tolerujące uszkodzenia. Zostały one omówione m.in. w monografiach [3,8,9,13,18,25,28,36]. Pierwsze prace z zakresu FTCS dotyczyły przemysłu lotniczego. Obecnie jednak oprócz zastosowań w samolotach coraz częściej układy FTC są projektowane dla procesów przemysłowych [14-16,39,38-41].

Układy FTC, wraz z wykorzystywanymi przez nie systemami diagnostycznymi stanowią nową, dodatkową warstwę zabezpieczeniowo – ochronną dla sterowanych procesów. Schemat struktury systemu automatyki z warstwą bieżącej diagnostyki i sterowania tolerującego uszkodzenia oraz systemem zabezpieczenia SIS został pokazany na Rys.2. Przedstawione rozwiązanie stanowi nowoczesną koncepcję redukcji ryzyka przy jednoczesnym zapewnieniu minimalizacji strat ekonomicznych spowodowanych uszkodzeniami.



Rys.2. Schemat systemów automatyki, bieżącej diagnostyki i zabezpieczenia procesu

Idea budowy aktywnych układów FTCS polega na realizacji bieżącej diagnostyki oraz rekonfiguracji w czasie rzeczywistym struktury sprzętowej lub programowej układu w stanach z uszkodzeniami. Są to zatem układy o zmiennej strukturze. Ogólny schemat układu tolerującego uszkodzenia został podany na Rys.3.



Rys.3. Schemat układu regulacji tolerującego uszkodzenia (SP – wartości zadane, CV – sygnały sterujące, PV – zmienne procesowe, E – uszkodzenia, D – zakłócenia, S – szumy pomiarowe).

Bardzo istotnym aspektem każdego układu FTC jest sposób realizacji detekcji i lokalizacji uszkodzeń. Przyjęte rozwiązanie powinno zapewnić wczesną detekcję powstających uszkodzeń oraz taką ich rozróżnialność, która umożliwi podejmowanie decyzji o dokonaniu koniecznych rekonfiguracji układu. Metody diagnostyki procesów przemysłowych zostały omówione w monografiach [5,7,17,18,22,23,27,35,42] oraz w wielu artykułach przeglądowych, m.in. pracach [4,6,14,19,23,24,26].

Sama koncepcja układów automatyki tolerujących uszkodzenia jest zbieżna ze strukturą redundancji dynamicznej typu „1 z 2”. Zasadnicza różnica polega jednak na tym, że:

- zamiast nadmiarowości sprzętowej w układach FTC stosowana jest redundancja analityczna (informacyjna), a zatem pewna nadmiarowość programowa,
- redundancja dynamiczna stosowana była głównie dla sterowników w systemach automatyki, podczas gdy w układach FTC uwzględniane są głównie uszkodzenia urządzeń pomiarowych i wykonawczych,
- stosowane są inne metody diagnostyki; do rozpoznania uszkodzeń sterowników - metody diagnostyki systemów komputerowych, do diagnostyki torów pomiarowych i urządzeń wykonawczych - metody diagnostyki procesów,
- redundancja dynamiczna wprowadzana jest przez producentów systemów (projektant ma do wyboru jej zastosowanie lub rezygnację), podczas gdy zapewnienie tolerowania uszkodzeń staje się zadaniem projektantów.

W złożonych strukturach układów regulacji, nawet przy braku redundancji sprzętowej, możliwe są zwykle takie rekonfiguracje układu automatyki, które zlikwidują lub ograniczą niekorzystny wpływ uszkodzeń torów pomiarowych na funkcjonowanie procesu [6,16,30,31,37,41]. Do odtwarzania wartości sygnałów, których tory pomiarowe są uszkodzone, stosuje się najczęściej wirtualne sensory, które wyliczają wartość sygnału na podstawie modelu, z wykorzystaniem innych sygnałów pomiarowych. Możliwe jest także dynamiczne zastępowanie wartości sygnałów z uszkodzonych torów pomiarowych przez sygnały ekwiwalentne.

Znacznie trudniej jest zbudować układy odporne na uszkodzenia urządzeń wykonawczych. W przypadku obiektów wielowymiarowych o wielu wejściach sterujących, brak możliwości zmiany wartości jednego z wejść może być w pewnych przypadkach zneutralizowany przez odpowiednie wysterowanie pozostałych wejść. Przykładowo, uszkodzenie pojedynczego silnika w samolocie może być kompensowane przez zmiany własności lotnych odchyleniem lotek i umiejętnym dozowaniem mocy pozostałych silników. Natomiast, w prostych układach automatyki niezbędne jest stosowanie redundancji urządzeń wykonawczych.

Opracowanie układu tolerującego uszkodzenia wymaga zaprojektowania dla każdego z uszkodzeń algorytmu funkcjonowania układu automatyki w stanie istnienia tego uszkodzenia oraz procedury bezzderzeniowego przełączenia ze sterowania w stanie normalnym na sterowanie rezerwowe. Warunkiem dokonywania takich zmian jest jednak odpowiednio szybkie wykrywanie i jednoznaczne lokalizowanie uszkodzeń.

Prace badawcze w zakresie układów FTC skoncentrowane są na zaawansowanych układach regulacji, podczas gdy ponad 90% wszystkich aplikacji stanowią układy z regulatorami PID. Jest to przyczyną opóźnień aktualnego stanu techniki w stosunku do postępów w badaniach naukowych. Obecne systemy sterowania jedynie w ograniczonym stopniu umożliwiają budowę układów tolerujących uszkodzenia. Nie są bowiem wyposażone w odpowiednie oprogramowanie diagnostyczne i rekonfiguracyjne. Aplikacje układów FTC mają charakter badań i wdrożeń pilotażowych.

Poniżej przedstawiono przykład realizacji układu regulacji turbiny kondensacyjnej, tolerującego uszkodzenia torów pomiarowych [25-28,41].

4. Przykład układu regulacji turbiny kondensacyjnej, tolerującego uszkodzenia torów pomiarowych

4.1. Struktura układu regulacji

Zadaniem turbiny kondensacyjnej jest uzyskanie maksymalnej mocy elektrycznej z generatora pracującego w zintegrowanym zespole: kocioł - turbina - generator, stanowiącym blok energetyczny. W krajowej sieci energetycznej pracuje wiele takich bloków, nierzadko dysponujących dużą mocą jednostkową. Sprawia to, że awaria pojedynczego bloku może zachwiać bezpieczeństwem całego systemu. Dlatego też, wiele uwagi poświęca się podwyższaniu niezawodności działania układów regulacji w poszczególnych blokach energetycznych, a tym samym całego krajowego systemu elektroenergetycznego [15,40].

Nadzór nad poprawną pracą turbiny kondensacyjnej sprawuje układ regulacji, którego schemat blokowy został przedstawiony na Rys.4. Układ posiada dwie różne struktury pracujące rozłącznie, przeznaczone do regulacji [30, 31,41]:

- prędkości obrotowej turbiny, podczas rozruchu bloku energetycznego,
- mocy turbiny przy zmiennym obciążeniu, podczas normalnej pracy bloku w sieci.

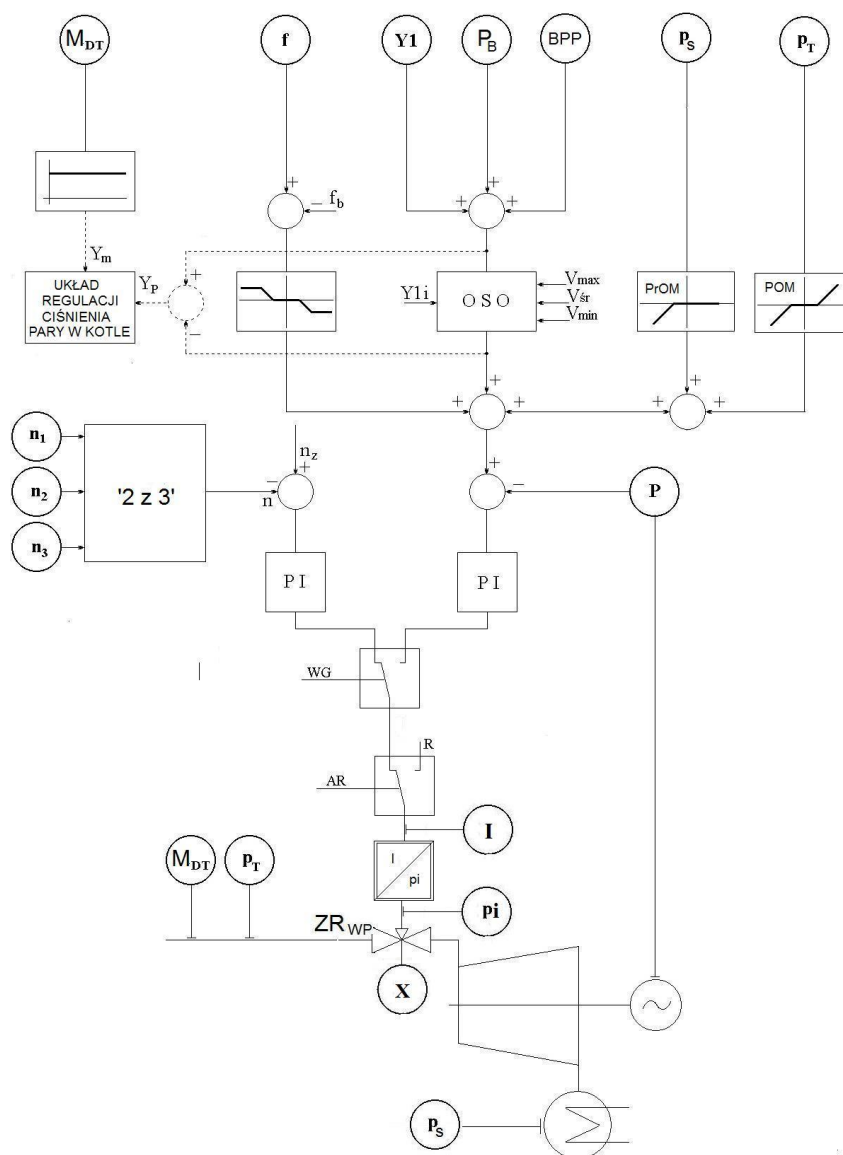
W pierwszym przypadku, wielkość regulowaną stanowi prędkość obrotowa turbiny mierzona w trybie redundancji statycznej typu '2 z 3'. Natomiast wartość zadana ustalana jest zgodnie z zaprogramowanym gradientem wzrostu prędkości obrotowej, przy uwzględnieniu pasma obrotów krytycznych. Zadaniem tego układu jest osiągnięcie przez turbinę obrotów synchronicznych, pozwalające na włączenie bloku do pracy w krajowej sieci energetycznej (tzw. synchronizacja).

W drugim przypadku, wielkością regulowaną jest moc czynna (P) bloku energetycznego. Natomiast, wartość zadana ustalana jest na podstawie następujących sygnałów [29,41]:

1. bazowa wartość zadana mocy (P_B), sygnał wprowadzany z pulpitu operatorskiego,
2. systemowa wartość zadana mocy ($Y1$), sygnał przekazywany z systemu ARCM (Automatyczna Regulacja Częstotliwości i Mocy systemu elektroenergetycznego) [15,29], tzw. regulacja wtórna systemu elektroenergetycznego,
3. bieżący punkt pracy (BPP), sygnał przekazywany od operatora systemu elektroenergetycznego,
4. sygnał korekcyjny związany z ciśnieniem pary świeżej (p_T), generowany przez parowy ogranicznik mocy (POM),
5. sygnał korekcyjny związany z podciśnieniem pary w skraplaczu (p_S), generowany przez próżniowy ogranicznik mocy (PrOM),
6. sygnał regulacji pierwotnej związany z częstotliwością sieci elektroenergetycznej, blok energetyczny realizujący ten rodzaj regulacji systemowej zmienia moc w zależności od zmian częstotliwości napięcia sieci elektroenergetycznej.

Wartości określone w pp. 1 - 3 są wprowadzane do układu z jedną z trzech prędkości (V_{min} , V_{sr} , V_{max}), formowanych przez ogranicznik szybkości obciążania (OSO).

W obu przypadkach, w układzie regulacji wykorzystywany jest regulator PI wypracowujący prądowy sygnał sterujący (I). Sygnał ten jest przekazywany poprzez stacyjkę A/R (automatyka/sterowanie ręczne) do przetwornika elektrohydraulicznego, który steruje pracą skomplikowanego zespołu wysokoprężnych zaworów regulacyjnych turbiny (ZR_{WP}). Przełączanie struktury układu dokonywane jest sygnałem binarnym od wyłącznika generatora WG.



Rys.4. Schemat blokowy układu regulacji turbiny kondensacyjnej (dla polepszenia przejrzystości rysunku, niektóre pomiary występują dwukrotnie).

Tabela 1. Lista sygnałów stosowanych w układzie regulacji turbiny kondensacyjnej.

Lp.	Sygnal analogowy	Symbol	Jednostki
1	Moc oddawana do sytemu elektroenergetycznego	P	MW
2	Ciśnienie pary świeżej	p_T	MPa
3	Ciśnienie absolutne pary w skraplaczu (próżnia)	p_S	kPa (%)
4	Strumień masy pary świeżej	M_{DT}	t/h
5	Bazowa wartość zadana mocy	P_B	MW
6	Systemowa wartość zadana mocy	Y1	MW
7	Bieżący Punkt Pracy	BPP	MW
8	Częstotliwość napięcia sieci elektroenergetycznej	f	Hz
9	Prędkość obrotowa turbiny	n	obr/min
10	Sygnal sterujący, prądowy	I	mA
11	Ciśnienie oleju impulsowego	p_i	MPa
12	Stopień otwarcia zaworów regulacyjnych	X	%

Wykaz sygnałów wykorzystywanych do sterowania i zabezpieczeń w układzie regulacji turbiny kondensacyjnej został przedstawiony w Tabeli 1. Sygnały 10, 11 i 12 są mierzone wyłącznie dla celów diagnostycznych.

4.2. Detekcja i lokalizacja uszkodzeń

W procesie diagnozowania wyróżnia się dwa etapy (Rys.3): etap detekcji uszkodzeń (fault detection) oraz etap lokalizacji uszkodzeń (fault isolation). W rozważanym przykładzie, do detekcji uszkodzeń, zastosowano metodę bazującą na związkach istniejących pomiędzy wartościami zmiennych procesowych, na podstawie których projektowane są cząstkowe modele procesu, stanowiące redundancję informacyjną. Celem jest znalezienie modeli o możliwie prostych strukturach, które w sposób zadawalający spełniają założone wymagania. Dążenie do prostych struktur wynika z potrzeby minimalizacji czasu obliczeń wyjścia modelu. Przedstawione związki powinny uwzględniać także dynamikę zmian wielkości modelowanych. Biorąc pod uwagę powyższe aspekty, do modelowania dla potrzeb rozważanego układu regulacji, wyodrębniono następujące związki:

$$\hat{P}_t = f(M_{DR,t-1}, P_{t-1}) \quad (1)$$

$$\hat{M}_{DR,t} = f(X_{t-1}, M_{DR,t-1}) \quad (2)$$

$$\hat{P}_i = f(I) \quad (3)$$

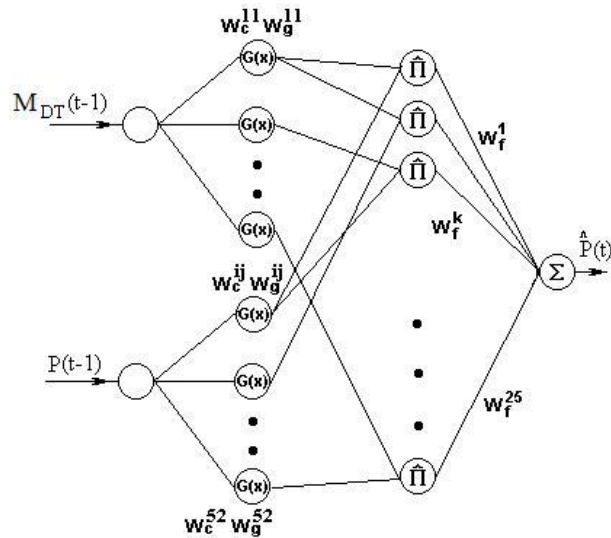
$$\hat{I} = f(P, p_T) \quad (4)$$

Symbole występujące we wzorach (1, 2, 3, 4) zdefiniowano w Tabeli 1.

Jednym ze sposobów opracowania modeli dla celów diagnostycznych jest wykorzystanie koncepcji systemów neuronowo-rozmytych (Neural Fuzzy Systems, NFS), typu TSK (Takagi-Sugeno-Kang). Ten aparat matematyczny można zastosować zarówno do analizy niezawodnościowej [10], jak też do modelowania dla celów redundancji analitycznej [10,38].

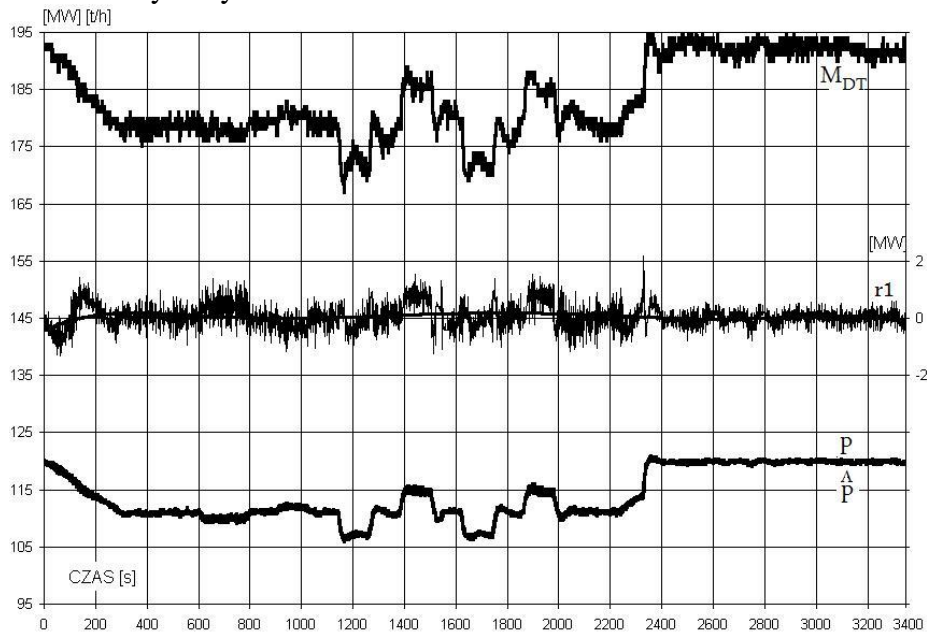
Systemy neuronowo-rozmyte (NFS) są połączeniem modelowania rozmytego ze strukturą sztucznych sieci neuronowych. Budowę modelu neuronowo-rozmytego zaczyna się od wybrania zmiennych wejściowych i wyjściowych. Tworząc NFS wykorzystuje się wiedzę eksperta do określenia liczby zbiorów rozmytych dla poszczególnych wejść oraz wstępnego rozmieszczenia tych zbiorów. Zakres zmian wielkości wejściowych do modelu określa się na podstawie danych pomiarowych archiwizowanych w systemach SCADA lub DCS. Liczba zbiorów rozmytych określa jednoznacznie liczbę reguł. Należy także określić rodzaj funkcji przynależności (trapezowe, trójkątne, gaussowskie). Na koniec, wagi modelu są obliczane zgodnie z wybranym algorytmem uczenia sieci neuronowych. Uzyskany model powinien zapewnić wystarczającą dokładność modelowania dla celów diagnostycznych.

Znane są algorytmy identyfikacji modeli wykorzystujące optymalizację genetyczną, w których dobór struktury i parametrów modeli TSK realizowany jest w pełni automatycznie [43].



Rys. 5. Struktura modelu neuronowo rozmytego dla zależności (1)

Model NFS dla zależności (1) przedstawiono na Rys.5. Natomiast, na Rys.6. przedstawiono przebiegi czasowe następujących wielkości: M_{DT} - strumień masy pary, P - moc czynna generatora, \hat{P} - wyjście z modelu przedstawionego wzorem (1) z określonymi sygnałami wejściowymi, $r1$ - residuum dla tego modelu, rozumiane jako różnica $r1 = P - \hat{P}$. Z przebiegu residuum wynika, że model w sposób wystarczający dla celów diagnostycznych przedstawia stan rzeczywisty.

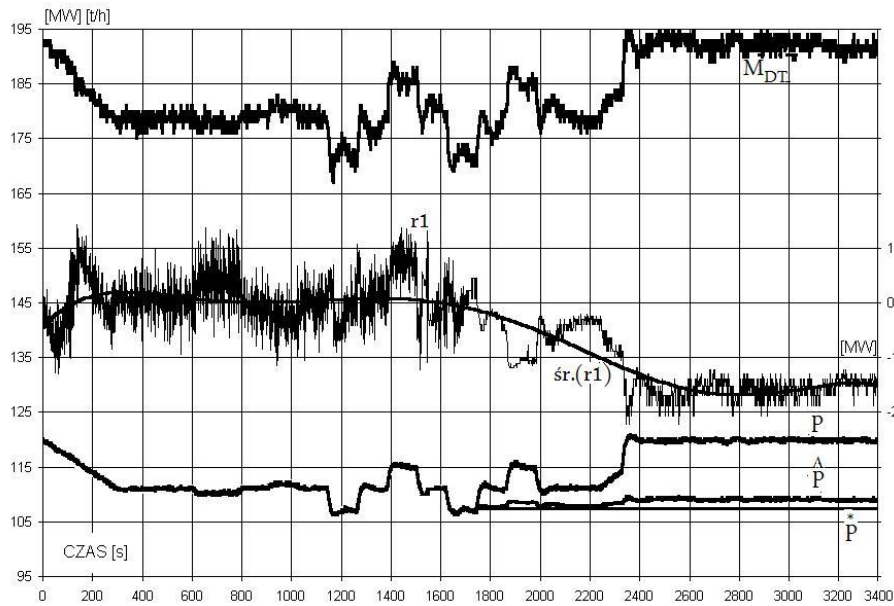


Rys.6. Modelowanie dla danych nieobjętych zestawem treningowym, model wg wzoru (1)

Przedstawione związki sprawdzono również pod względem ich wrażliwości w zakresie wykrywania uszkodzeń torów pomiarowych. Uszkodzenia torów pomiarowych można podzielić na dwa zasadnicze rodzaje: uszkodzenia katastroficzne i uszkodzenia parametryczne. Uszkodzenia katastroficzne powodują nagłą zmianę wartości residuum. Taka zmiana pociąga za sobą konieczność podjęcia natychmiastowych działań zabezpieczających. Natomiast, uszkodzenia parametryczne, związane są ze zwiększającym się zużyciem

elementów i objawiają się w postaci narastających wartości residuum. Na podstawie tych parametrów podejmowane mogą być decyzje o konieczności dokonania zmiany sposobu działania układu regulacji.

W celu sprawdzenia wrażliwości modelu na wykrycie zakłócenia w torze pomiarowym mocy czynnej, symulowane było uszkodzenie polegające na ustawieniu w pewnym momencie stałej wartości tego sygnału. Wielkości przedstawione na wykresie z Rys.7., to: P- moc czynna generatora, \hat{P} - obliczone wyjście z modelu (1), P^* - symulacja uszkodzenia toru pomiarowego mocy, M_{DT} - strumień masy pary, r1 – residuum modelu.



Rys.7. Symulacja uszkodzenia toru pomiarowego mocy czynnej (P)

Z przebiegów czasowych przedstawionych na Rys.6 wynika, że residuum jest wrażliwe na symulowane uszkodzenie toru pomiarowego mocy czynnej. Do wykrywania uszkodzeń torów pomiarowych układ wykorzystuje wartości średnie residuów w oknie przesuwym, które stanowią najprostszy sposób filtracji.

Następnym etapem procesu diagnostycznego jest lokalizacja uszkodzonego toru pomiarowego. Jest wiele metod lokalizacji uszkodzeń. Jednym ze sposobów jest przedstawienie relacji uszkodzenia-symptomy w postaci binarnej macierzy diagnostycznej. Elementy tej macierzy przyjmują wartość 0 lub 1, przy czym wartość 1 oznacza, że residuum jest wrażliwe na dane uszkodzenie. Oznacza to, że wystąpienie uszkodzenia powoduje odstępstwo residuum od wartości zerowej i przekroczenie zdefiniowanego progu, co jest interpretowane jako powstanie symptomu.

Tabela 2. Binarne macierz diagnostyczna.

	M_{DT}	P	p_r	p_i	I
$r_1 = P - \hat{P}$	1	1	0	0	0
$r_2 = M_{DT} - \hat{M}_{DT}$	1	0	0	0	0
$r_3 = p_i - \hat{p}_i$	0	0	0	1	1
$r_4 = I - \hat{I}$	0	1	1	0	1

W trakcie projektowania należy określić wrażliwość wszystkich residuów na poszczególne uszkodzenia. Tabela 2 przedstawia binarną macierz diagnostyczną dla analizowanego układu regulacji.

Wykrycie uszkodzenia toru pomiarowego musi skutkować rekonfiguracją układu regulacji lub zmianą algorytmu sterowania. Układ regulacji turbiny kondensacyjnej pełni bardzo odpowiedzialną funkcję w krajowym systemie elektroenergetycznym, dlatego też unieruchomienie turbiny z powodu uszkodzenia torów pomiarowych zmiennych procesowych jest niedopuszczalne [31,32].

4.3. Rekonfiguracja w stanach awaryjnych

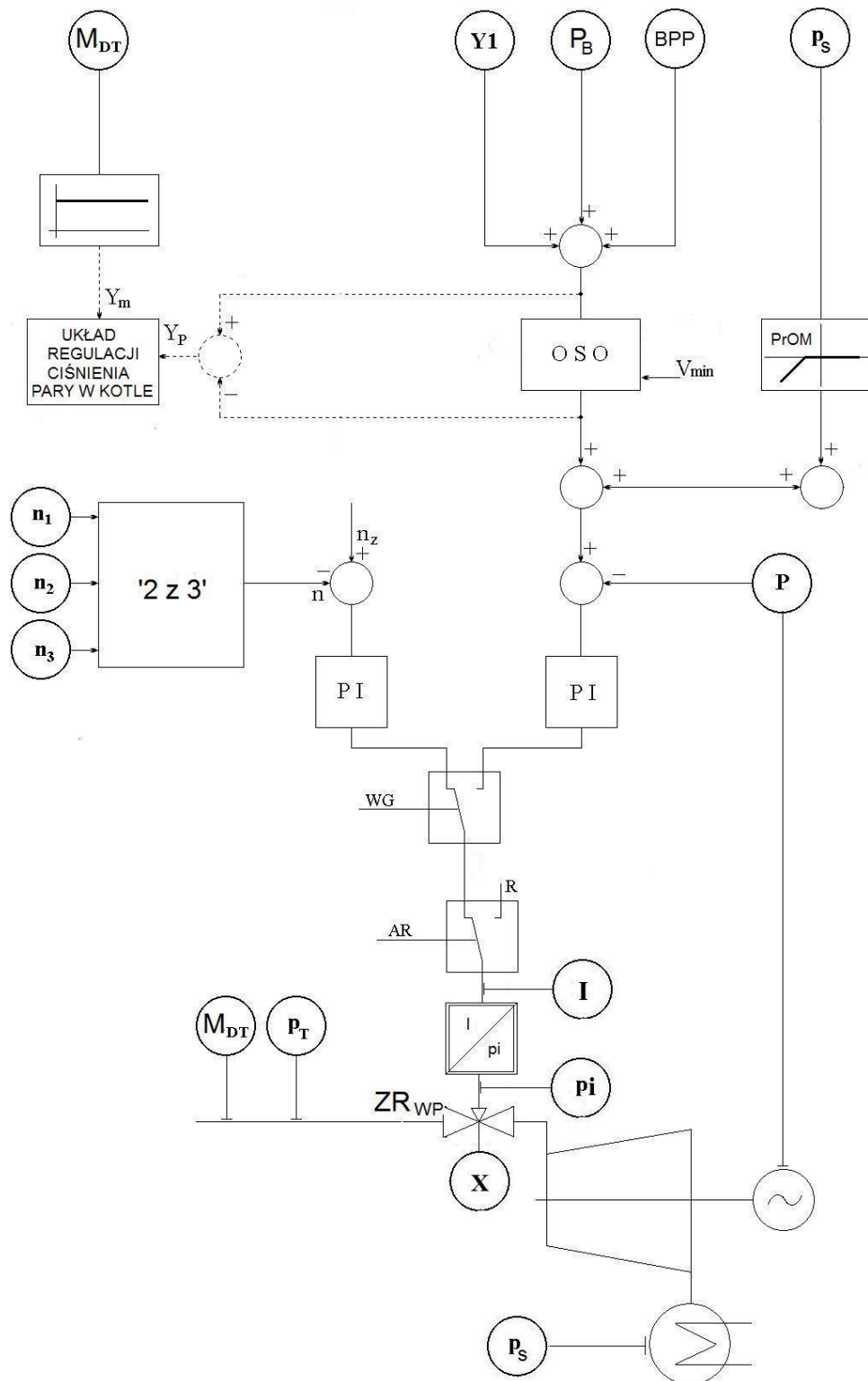
Przystępując do projektowania układu regulacji odpornego na uszkodzenia torów pomiarowych, należy określić zbiór możliwych stanów funkcjonowania (F) układu, w przypadku wystąpienia poszczególnych uszkodzeń:

$$F = \{f_m : m = 1, 2, \dots, M\} \quad (5)$$

W Tab. 3 podano krótki opis możliwości dokonania zmiany sposobu działania układu w stanach z uszkodzeniami poszczególnych torów pomiarowych, przedstawionych w Tab. 1.

Tabela 3. Rekonfiguracja układu regulacji w stanach z uszkodzeniami torów pomiarowych.

Stan	Uszkodzony tor pomiarowy	Opis zmiany działania układu w stanie z uszkodzeniem
F1	Moc czynna oddawana przez generator do sytemu elektroenergetycznego (P)	Zastosowanie wirtualnego sensora mocy lub przełączenie na sterowanie ręczne zaworami turbiny z konsoli operatorskiej.
F2	Ciśnienie pary świeżej (p_T)	Wyłączenie regulacji pierwotnej. Blokada mocy interwencyjnej (blokada sygnału Y1i). Wyłączenie parowego ogranicznika mocy (POM). Ustawienie prędkości minimalnej w OSO.
F3	Ciśnienie absolutne pary w skraplaczu (p_S)	Wyłączenie próżniowego ogranicznika mocy (PrOM). Blokada mocy interwencyjne (blokada sygnału Y1i).
F4	Strumień masy pary świeżej (M_{DT})	Odlączenie sygnału Y_m sprzęgającego układ regulacji kotła z układem regulacji turbiny.
F5	Systemowa wartość zadana mocy (ARCM-Y1)	Odlączenie sygnału (systemowej wartości zadanej mocy) regulacji wtórnej Y1.
F6	Bieżący Punkt Pracy (BPP)	Zmiana wartości zadanej z BPP na P_B (P_B - Moc bazowa na pulpicie operatora).
F7	Częstotliwość napięcia w sieci energetycznej (f)	Wykorzystanie prędkości obrotowej turbiny zamiast częstotliwości napięcia.
F8	Prędkość obrotowa turbiny (n)	Odrzucenie pomiarów z uszkodzonego sensora i praca z użyciem dwóch pozostałych, sprawnych.
F9	Pomiar sygnału sterującego (I) Ciśnienie oleju impulsowego (p_i) Stopień otwarcia zaworów regulacyjnych (X)	Rekonfiguracja systemu diagnostycznego układu regulacji.



Rys.8. Schemat blokowy układu regulacji turbiny z rys.4, po rekonfiguracji dokonanej w związku z wykryciem uszkodzenia toru pomiarowego p_T

Jednym z ważniejszych sygnałów, wprowadzonych do układu regulacji w celach kontrolno-zabezpieczających, jest ciśnienie pary świeżej p_T . W układach z wiodącą turbiną, sprawdzanie stanu ciśnienia pary ma na celu zabezpieczenie bloku przed niedopuszczalnymi wahaniami mocy. Moc generowaną przez blok energetyczny należy dostosować do

aktualnych możliwości układów zasilania wodą, powietrzem i paliwem. Dlatego też, w przypadku wykrycia uszkodzenia toru pomiarowego ciśnienie pary, należy tak zmienić działanie układu regulacji, aby uszkodzenie to nie spowodowało niekorzystnych skutków dla całego bloku energetycznego. W tym celu należy dokonać rekonfiguracji układu, polegającej na (Rys.8):

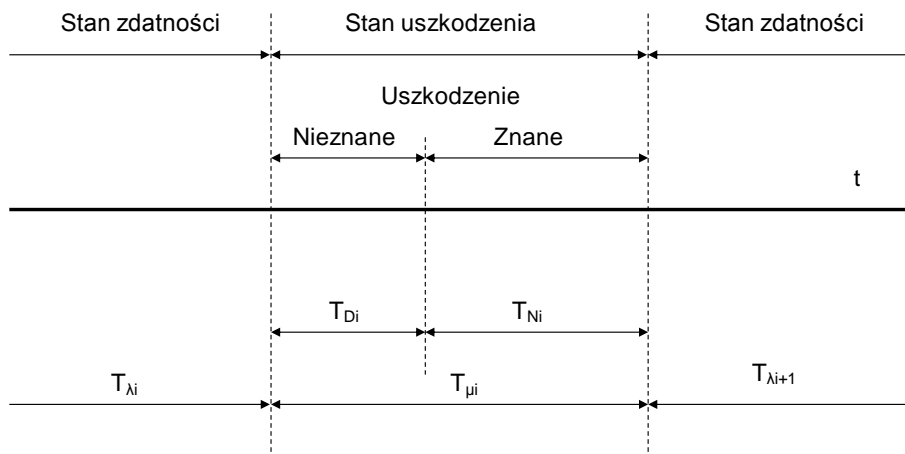
- 1) wyłączeniu regulacji pierwotnej, ponieważ jest ona regulacją szybką i może mieć niekorzystny wpływ na pracę bloku energetycznego, przy braku odpowiedniej wartości ciśnienia pary świeżej,
- 2) blokadzie sygnału binarnego mocy interwencyjnej Y_{li} ,
- 3) odłączeniu POM (Parowy Ogranicznik Mocy), charakterystyka sygnału na wyjściu tego programowego bloku zależy od zmierzonej wartości ciśnienia pary. Błędne wyniki pomiaru ciśnienia mogą wysyłać fałszywe sygnały dla mocy zadanej dla całego bloku energetycznego,
- 4) automatycznym ustawieniu minimalnej prędkości V_{min} [MW/min] w OSO (Ogranicznik Szybkości Obciążania).

Przy powyższych założeniach blok może pracować w ograniczonym zakresie, nawet z sygnałami zdalnymi, jak to przedstawiono na rys.8. Dodatkowym zabezpieczeniem są sygnały Y_m i Y_p sprzęgające układ regulacji mocy z układem regulacji ciśnienia pary w kotle, które pomagają uzyskać odpowiednią moc w układzie z wiodącą turbiną. W systemach tego rodzaju regulator turbiny jest podstawowym układem regulacji mocy bloku energetycznego a regulator ciśnienia pary w kotle jest regulatorem podrzędnym. Należy jednak pamiętać o generalnej zasadzie, że lepiej odłączyć zdalne źródło wartości zadanej, niż broniąc trybu zdalnego sterowania za wszelką cenę, spowodować odłączenie bloku energetycznego od krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Wpływ diagnostyki i tolerowania uszkodzeń na wskaźniki niezawodności i bezpieczeństwa systemu

Korzystny wpływ diagnostyki prowadzonej w czasie rzeczywistym oraz układów tolerujących uszkodzenia na niezawodność i bezpieczeństwo systemu można wykazać analizując wskaźniki charakteryzujące te własności. Na Rys.9. podano przebieg stanów zdatności i niezdatności systemu, zaznaczając charakterystyczne czasy:

- średni czas do uszkodzenia (MTTF) - T_λ ,
- średni czas naprawy (MTTR - *Mean Time To Repair*) oznaczający średni czas od momentu wystąpienia awarii do naprawy uszkodzonego urządzenia - T_μ ,
- średni czas pomiędzy uszkodzeniami MTBF (*Mean Time Between Failures*) - $MTBF = \underline{MTTF} + \underline{MTTR}$
- średni czas diagnostyki - T_D
- średni czas odnowy, tj. wymiany lub naprawy uszkodzonego urządzenia na zdadne wraz z odbudową systemu po naprawie/wymianie - T_N .



Rys. 9. Przebieg stanów zdatności i niezdatności systemu.

Dla systemów naprawialnych, jakimi są systemy sterowania procesami FTC, powszechnie stosowanym wskaźnikiem niezawodności jest współczynnik dyspozycyjności (gotowości) systemu [44]. Jest on wyrażony wzorem:

$$A = \frac{T_{\lambda}}{T_{\lambda} + T_{\mu}} = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (6)$$

Średni czas naprawy jest sumą średnich czasów diagnostyki i wymiany uszkodzonego uszkodzenia:

$$T_{\mu} = T_D + T_N \quad (7)$$

Skrócenie czasów diagnostyki wpływa na zmniejszenie czasu T_{μ} (MTTR), a tym samym powoduje podwyższenie wartości współczynnika dyspozycyjności systemu (6). W praktyce czas diagnostyki jest bliski zera: $T_D \approx 0$. Natomiast w przypadku uszkodzeń, które są tolerowane przez układy regulacji, czas automatycznie realizowanej rekonfiguracji zostaje skrócony do zera $T_N \approx 0$.

Intensywność uszkodzeń jest odwrotnością średniego czasu do uszkodzenia:

$$\lambda = \frac{1}{T_{\lambda}} \quad (8)$$

W normie dotyczącej bezpieczeństwa funkcjonalnego PN-EN 61508 [33] wyróżnia się następujące rodzaje uszkodzeń:

- uszkodzenia niebezpieczne, wykrywalne,
- uszkodzenia niebezpieczne, niewykrywalne,
- uszkodzenia bezpieczne (nie powodujące zagrożenia), wykrywalne,
- uszkodzenia bezpieczne (nie powodujące zagrożenia), niewykrywalne.

Całkowita intensywność (prawdopodobieństwo) uszkodzeń λ jest sumą intensywności uszkodzeń niebezpiecznych wykrywalnych λ_{DD} , niebezpiecznych niewykrywalnych λ_{DU} , bezpiecznych wykrywalnych λ_{SD} oraz bezpiecznych niewykrywalnych λ_{SU} .

$$\lambda = \lambda_{DD} + \lambda_{DU} + \lambda_{SD} + \lambda_{SU} \quad (9)$$

Poziom nienaruszalności bezpieczeństwa SIL (Safety Integrity Level), określony w normie PN-EN 61508 [33], zależy od:

- średniego prawdopodobieństwa niewypełnienia funkcji bezpieczeństwa ($PF_{D_{SYS}}$) - dla systemów zabezpieczeń działających na przywołanie lub
- średniego prawdopodobieństwa uszkodzenia niebezpiecznego na godzinę (PFH_{SYS}) - dla systemów zabezpieczeń pracujących w sposób ciągły.

Wartości tych prawdopodobieństw zależą m.in. od pokrycia diagnostycznego DC .

Pokrycie diagnostyczne DC jest to względne zmniejszenie prawdopodobieństwa niebezpiecznych uszkodzeń sprzętu, wynikające z działania automatycznych testów diagnostycznych (wg PN-EN 61508):

$$DC = \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_{DD} + \lambda_{DU}} \quad (10)$$

Ze wzoru (10) wynika, że objęcie bieżącą diagnostyką wszystkich uszkodzeń niebezpiecznych umożliwia podwyższenie współczynnika pokrycia diagnostycznego DC do wartości 1. To powoduje redukcję ryzyka, czyli zmniejszenie prawdopodobieństwa $PF_{D_{SYS}}$ lub PFH_{SYS} .

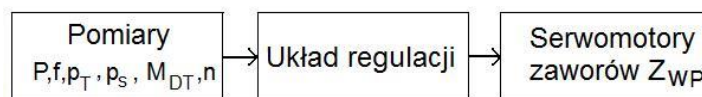
Innym wskaźnikiem, ilustrującym wpływ diagnostyki, jest współczynnik SFF (*Safe Failure Fraction*), określający udział uszkodzeń bezpiecznych:

$$SFF = \frac{\lambda_{SD} + \lambda_{SU} + \lambda_{DD}}{\lambda_{SD} + \lambda_{SU} + \lambda_{DD} + \lambda_{DU}} = \frac{\lambda - \lambda_{DU}}{\lambda} \quad (11)$$

Współczynnik ten ma zasadnicze znaczenie dla weryfikacji SIL systemu E/E/PE dokonywanej na podstawie danych dotyczących tolerancji uszkodzeń sprzętowych. Im więcej uszkodzeń jest wykrywalnych tym wartość tego wskaźnika rośnie, a przy pełnej wykrywalności osiąga wartość 1.

W podanych w normie definicjach wskaźników DC oraz SFF wyróżnia się uszkodzenia wykrywalne i niewykrywalne przez automatycznie realizowane testy. Wydaje się jednak, że jest to błąd wynikający z nieprecyzyjnej terminologii. Warunkiem skutecznej akcji zabezpieczającej jest precyzyjna informacja o tym, które uszkodzenie wystąpiło. Potrzebna jest zatem nie tylko wykrywalność, ale także rozróżnialność poszczególnych uszkodzeń w fazie lokalizacji.

Podstawową strukturę rozważanego układu regulacji turbiny, pomocną przy wyznaczeniu prawdopodobieństwa uszkodzenia niebezpiecznego PFH , przedstawiono na Rys.10.



Rys.10. Podstawowa struktura układu regulacji turbiny.

Prawdopodobieństwo PFH_{SYS} dla całego układu określone jest wzorem:

$$PFH_{SYS} = PFH_{Pomiary} + PFH_{Układ\ regulacji} + PFH_{Serwomotory\ zaworów} \quad (12)$$

Wobec faktu tolerowania uszkodzeń wszystkich torów pomiarowych, prawdopodobieństwo $PFH_{pomiary}$ jest równe zero i tym samym wartość wskaźnika PFH dla całego układu maleje.

Powyższy przykład ilustruje, że realizacja układów regulacji tolerujących uszkodzenia przyczynia się w sposób istotny do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności układów sterowania oraz sterowanych procesów.

6. Podsumowanie

Do realizacji układów regulacji tolerujących uszkodzenia niezbędna jest integracja oprogramowania diagnostycznego z oprogramowaniem sterującym. Możliwe są dwa rozwiązania. Pierwsze polega na współpracy oprogramowania sterującego implementowanego w sterownikach z nadrzędnym komputerowym systemem diagnostyki procesu, który pobiera ze sterownika sygnały pomiarowe i sterujące. Takim systemem jest AMandD opracowany w Instytucie Automatyki i Robotyki Politechniki Warszawskiej [23]. Informacje o uszkodzeniach, system ten przekazuje do jednostki sterującej na zasadzie transmisji danych, inicjując niezbędne rekonfiguracje układów sterowania. System AMandD jest aktualnie rozwijany pod nazwą DiaSter, przy współpracy z Politechniką Rzeszowską, Politechniką Śląską i Uniwersytetem Zielonogórskim, [17,38].

Rozwiązanie z odrębnym systemem diagnostycznym może powodować zbyt duże opóźnienia podejmowanych działań zabezpieczających. Lepszym rozwiązaniem jest wyposażenie jednostek sterujących w niezbędne oprogramowanie diagnostyczne. Powinno ono stanowić integralną część systemu oprogramowania do sterowania procesami. Szybkość reakcji na rozpoznane uszkodzenia jest w tym przypadku znacznie większa. W diagnostyce powinny być stosowane metody gwarantujące szybką detekcję uszkodzeń. Do takich należą metody wykorzystujące modele obiektów. Takie właśnie rozwiązanie, zostało wdrożone w układzie regulacji turbiny kondensacyjnej jednego z krajowych bloków energetycznych [29-32,41].

Można przewidywać, że w niedługim czasie nastąpi gwałtowny rozwój systemów sterowania wyposażonych w oprogramowanie do diagnostyki procesów i realizacji układów FTC oraz przyrost liczby zastosowań przemysłowych w tym zakresie. Oczywiście systemy takie, przed ich wdrożeniem do przemysłu, wymagają pełnej weryfikacji i walidacji sprzętu i oprogramowania, zgodnie z wymaganiami odpowiednich norm bezpieczeństwa funkcjonalnego (PN-EN 61508 i PN-EN 61511 lub PN-EN 62061), w ramach całościowego zarządzania bezpieczeństwem funkcjonalnym w cyklu życia [20,21]. Pewną barierą utrudniającą aplikacje przemysłowe jest brak dostatecznej liczby specjalistów w tym zakresie. Jednak obecnie na wielu uczelniach zagadnienia te są ujęte w programach kształcenia i młodzi inżynierowie będą przygotowani do realizacji nowatorskich rozwiązań systemów sterowania.

Literatura

1. <http://www.sache.org/beacon/files/2009/09/pl/read/2009-09-Beacon-Polish%20-s.pdf>
2. <http://archiwum.ciop.pl/18388.html>
3. Blanke M, Kinnaert M, Lunze J, Staroswiecki M. *Diagnosis and Fault-Tolerant Control*. Berlin Springer-Verlag, 2004.
4. Calado J M F, Korbicz J, Patan K, Patton R J, Sada Costa J M G. Soft computing approaches to fault diagnosis for dynamic systems. *European Journal of Control* 2001; 7(2-3): 248-286.
5. Chiang L H, Russell E L, Braatz R D. *Fault Detection and Diagnosis in Industrial Systems*. London: Springer, 2001.
6. Frank P M. Fault diagnosis in dynamic systems using analytical and knowledge-based redundancy. *Automatica* 1990; 26: 459-474.
7. Gertler J. *Fault Detection and Diagnosis in Engineering Systems*, New York - Basel - Hong Kong: Marcel Dekker. Inc., 1998.

8. Hajiyev C, Caliskan F. *Fault Diagnosis and Reconfiguration in Flight Control Systems*. London: Kluwer Academic Publishers, 2003.
9. Héctor B, Fabián G. *Reconfigurable Distributed Control*. London: Springer, 2005.
10. Huang H Z. Structural reliability analysis using fuzzy sets theory. *Eksploracja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2012; 14(4): 284–294.
11. IEC 61508 (2010). *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems. Parts 1-7*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva.
12. IEC 62061 (2005). *Safety of machinery. Functional safety of safety-related electrical/electronic and programmable electronic control systems (E/E/PE)*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva.
13. Isermann I. *Fault-Diagnosis Systems: An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance*. Berlin: Springer, 2005.
14. Isermann R, Ballé P. Trends in the application of model-based fault detection and diagnosis of technical process. *Control Engineering Practice* 1997; 5(5): 709-719.
15. Jormakka H, Koponen P, Pentikainen H, Bartoszewicz-Burczy H. On managing physical and cyber threats to energy systems identification and countermeasure requirements. *Eksploracja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2010; 3: 27-33.
16. Kamal E, Aitouche A, Ghorbani R, Bayart M. Fuzzy Scheduler Fault-Tolerant Control for Wind Energy Conversion Systems. *Control Systems Technology, IEEE Transactions* 2014; 1(22):119 – 131.
17. Korbicz J, Kościelny J M. *Modeling, Diagnostics and Process Control. Implementation in the DiaSter System*. Springer, 2010.
18. Korbicz J, Kościelny J M, Kowalczyk Z, Cholewa W, i inni. *Fault Diagnosis: Models, artificial intelligence methods, applications*. Berlin: Springer, 2004.
19. Korbicz J. Robust fault detection using analytical and soft computing methods. *Bulletin of the Polish Academy Sciences. Technical Sciences* 2006, 54(1):75-88.
20. Kosmowski K. Layer of protection analysis in the context of functional safety management. 10th Conference Diagnostics of Processes and Systems. Zamość: 2011; 1:371-378
21. Kosmowski K, Śliwiński M. Od lipca 2015 r. zmiany w normie PN EN 61511. IV Forum Bezpieczeństwa Funkcjonalnego, Urząd Dozoru Technicznego, Ożarów Mazowiecki, 26-27 lutego 2015.
22. Kościelny J M. *Diagnostyka zautomatyzowanych procesów przemysłowych*. Warszawa: Akademicka Oficyna Wydawnicza Exit, 2001.
23. Kościelny J M, Syfert M, Wnuk P. Advanced monitoring and diagnostic system ‘AMandD’. 6th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes. SAFEPROCESS’06, Beijing, P.R. China, August 29-September 1 2006, 635-640.
24. Leonhardt S, Ayoubi M. Methods of fault diagnosis. *Control Engineering Practice* 1997. 5(5): 683-692.
25. Mahmoud M, Jiang J, Zhang Y M. *Active Fault Tolerant Control Systems. Stochastic Analysis and Synthesis. Lecture Notes in Control and Information Sciences*. Berlin: Springer, 2003.
26. Patton R J, Lopez-Toribio C J, Uppal F J. Artificial intelligence approaches to fault diagnosis for dynamic systems. *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science* 1999; 9(3): 471-518.
27. Patton R J, Frank P, Clark R. *Issues of fault diagnosis for dynamic systems*. Berlin: Springer, 2000.

28. Patton R, Montander S. Active fault tolerant control for nonlinear systems with simultaneous actuator and sensor faults. *International Journal of Control, Automation and Systems* 2013; 6(11): 1149-1161.
29. Pawlak M, Karczewski J. New Structure of Governor Electrohydraulic Power which meets the Requirements of the Implemented LFC-System. *ActaEnergetica* 2014; 1(18): 126-135.
30. Pawlak M, Karczewski J. Struktura UAR turbiny kondensacyjnej biorącej udział w regulacji systemu elektroenergetycznego. VII Konferencja Problemy Badawcze Energetyki Ciepłej Warszawa. Warszawa, 2005.
31. Pawlak M. Zmodernizowany układ regulacji elektrohydraulicznej turbiny zaprojektowany w OTC Łódź. *Energetyka* 2011 22: 70-73.
32. Pawlak M. Zwiększenie niezawodności bloku energetycznego współpalającego biomasę. *Ciepłe Maszyny Przepływowe – Turbomachiny* 2010 138: 37-43.
33. PN-EN 61508 (2010). Bezpieczeństwo funkcjonalne elektrycznych/ elektronicznych/ programowalnych elektronicznych systemów związanych z bezpieczeństwem. Części 1-7. Polski Komitet Normalizacyjny.
34. PN-EN 61511 (2009). Bezpieczeństwo funkcjonalne. Przyrządowe systemy bezpieczeństwa do sektora przemysłu procesowego. Części 1-3. Polski Komitet Normalizacyjny.
35. Simani S, Fantuzzi C, Patton R J. *Model-based Fault Diagnosis in Dynamic Systems using Identification Techniques*. New York: Springer, 2003.
36. Steffen T. *Control Reconfiguration of Dynamic Systems: Linear Approaches and Structural Tests*, Lecture Notes in Control and Information Sciences. Berlin: Springer, 2005.
37. Stoican F, Olaru S, Seron M, Doná J. Fault tolerant control scheme based on sensor–actuation channel switching and dwell time. *International Journal of Robust and Nonlinear Control* 2014; 4(24): 775–792.
38. Syfert M, Wnuk P, Kościelny J M. DiaSter - Intelligent system for diagnostics and automatic control support of industrial processes. *JAMRIS - Journal of Automation, Mobile Robotics & Intelligent Systems* 2011; 4: 41-46.
39. Tao G, Chen S, Joshi S M, Tang X. *Adaptive Control of Systems with Actuator Failures*. Berlin: Springer, 2004.
40. Trybus L. *Systemy sterowania w energetyce*. XV Krajowa Konferencja Automatyki. Warszawa: 2005; 1:29-40.
41. Wasiewicz P, Pawlak M. Development of fault tolerant control system for condensation power turbine. 6th IFAC Symposium on Fault Detection Supervision and Safety of Technical Processes. SAFEPROCESS'06, Beijing, P.R. China, August 29-September 1 2006, 523-528.
42. Witczak M. *Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control Strategies for Non-Linear Systems*. Berlin: Springer-Verlag, 2014.
43. Wnuk P. The use of evolutionary optimization in fuzzy TSK model identification. 6th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes. SAFEPROCESS'06, Beijing, P.R. China, August 29-September 1 2006, 414-419.
44. Zamojski W. *Niezawodność i eksploatacja systemów*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 1981.