

Krytyczne uwagi do SIWZów dotyczących bloków energetycznych w zakresie: nadzór stanu technicznego

Streszczenie. SIWZY (w zakresie nadzoru stanu technicznego) dla bloków energetycznych są pisane z bardzo niską kulturą techniczną. Prezentują one wysoki stopień ogólności. W szeregu przypadków zawierają błędy merytoryczne. Celem publikacji jest wskazanie na istotne punkty, które winny być wzięte pod uwagę, a także wskazanie czasu, kiedy pewne uzgodnienia winny być poczynione, tak aby zapewnić właściwy kształt systemu wspomagania nadzoru stanu technicznego.

Abstract. Terms of Reference (in the section on technical condition management) for new power gen units are written with a low technical culture. They present a high degree of generality. In a number of cases contain substantive errors. The purpose of the publication is to point out the important points to be taken into consideration and to indicate the time when certain arrangements should be made. (Critical remarks to Terms of Reference concerning power generation units in terms of: asset condition management).

Słowa kluczowe: SIWZ, nadzór stanu technicznego, maszyny wirnikowe, kooperacja inwestora z wykonawcą

Keywords: Terms of Reference, technical condition management, rotating machinery, cooperation between the investor and the contractor

Wstęp

Wszystkie SIWZY¹ dotyczące nowych bloków energetycznych w zakresie SNST opublikowane po roku 2000 pozostawiają bardzo wiele do życzenia, bowiem cechują się bardzo małą precyzją techniczną, w kwestiach ważnych zbyt często operują ogólnikami, rzadko odnoszą się do standardów regulujących kwestie dotyczące wybranych aspektów tych systemów, w niektórych przypadkach formułują wymagania technicznie błędne, a ponadto pomijają milczeniem kwestie, które w dobie dynamicznego rozwoju Internetu przemysłowego winny być doprecyzowane już na poziomie tego dokumentu.

Taki stan rzeczy wynika z niewystarczającej w tym zakresie wiedzy technicznej tak partnerów inwestorów którym zlecane jest przygotowanie stosownych rozdziałów SIWZów, jak i specjalistów inwestora, którzy do opracowanych przez partnerów dokumentów podchodzą w zdecydowanej większości przypadków bezkrytycznie.

Celem publikacji jest wytknięcie najczęściej popełnianych błędów oraz sformułowanie sugestii, które winny być pomocne przy redagowaniu tego typu dokumentów w przyszłości.

Procesy wykorzystywane w ocenie stanu technicznego

W ocenie stanu technicznego wykorzystywane są: drgania mechaniczne, pulsacje medium, drgania elektryczne, drgania / strumień elektromagnetyczny, kształt (np. wału), temperatury (np. węzłów łożyskowych, uzwojeń), położenia wzajemne (w tym osiowość), wydłużenia elementów (tak względne jak i bezwzględne) i inne.

Klasyfikacja maszyn obejmowanych SNST

Coraz częściej oprócz głównej maszyny bloku energetycznego jaką jest turbospół, do SNST włączane są także inne maszyny technologiczne: wentylatory, pompy, sprężarki, etc. W zdecydowanej większości są to maszyny energetyczne przetwarzające energię mechaniczną na inne rodzaje energii oraz napędy, przetwarzające różne formy energii na energię mechaniczną.

Stosowane od lat podejście wykorzystuje dla wyboru tych innych maszyn kryterium mocy napędu. W przypadku różnych edycji SIWZów to kryterium jest różnie sformułowane i wynosi np. 200kW, 500kW, 800kW, 1,5MW.

¹ W niniejszej publikacji pod skrótami SIWZ, zgodnie z treścią tytułu publikacji, należy rozumieć wyłącznie te części SIWZu, które są dedykowane nadzorowi stanu technicznego.

Jedynie w niektórych SIWZach można znaleźć warunek uzupełniający „oraz inne wybrane maszyny o mocy mniejszej od wymienionej”, który stwarza inwestorowi możliwość wpływu na lepsze pokrycie SNST majątku ważnego dla ciągłości procesu produkcyjnego.

Pierwsze SIWZY redagowane w ten sposób pojawiły się na przełomie wieku i szereg z nich prezentowało kuriozalny zapis wyposażenia w SNST silników o mocy powyżej xxx kW. Lapsus polegał na tym, że silniki cechują się na ogół niezawodnością wyższą niż napędzane przez nie maszyny, tak więc w pierwszej kolejności to właśnie maszyny robocze winny być obejmowane SNST, natomiast SIWZY nie precyzowały żadnych dla nich wymagań. Ktoś, kto pierwszy raz zredagował taki wymóg, miał najprawdopodobniej na myśli (?) agregaty napędzane silnikami o mocy powyżej xxx kW, natomiast zastosował nieprecyzyjny skrót myślowy prowadzący do poważnych konsekwencji w zakresie oferowanych i wdrażanych systemów nadzoru.

W niektórych SIWZach kryterium mocy jest wiązane dodatkowo z prędkością obrotową wirnika maszyny.

Jest oczywiste, że różne agregaty posiadające napędy o mocy spełniającej powyższe kryterium mogą się różnić krytycznością dla pracy bloku. W skrajnym przypadku może to być agregat niskiej krytyczności (kwalifikowany jako maszyna pomocnicza) oraz agregat krytyczny, tzn. taki, którego utrata w cyklu produkcyjnym istotnie wpływa na wynik finansowy przedsiębiorstwa.

W elektrowni cieplnej dla pracy bloku mogą być wykorzystywane np.:

- pojedyncza PWZ – w tym przypadku jest to maszyna krytyczna 100% bowiem w przypadku jej awarii blok musi być odstawiony;
- 2 wentylatory 60% (bez rezerwy) - w przypadku awarii jednego z nich nominalna moc bloku musi być zaniżona o 40%; tak więc są to także maszyny krytyczne bowiem wpływają znacząco na możliwą moc produkcyjną.

Powyższe przykłady uwzględniają jedynie pojedyncze kryterium jakim jest wynik finansowy. Natomiast w praktyce winno być uwzględniane podejście wielokryterialne (MCDM = Multiple Criteria Decision-Making [1]) uwzględniające także inne czynniki wpływu jak np. wpływ skutków awarii maszyn na środowisko czy koszty UR związane z konkretnym typem majątku.

Podejście bazujące na krytyczności maszyn dla realizowanego procesu produkcyjnego jest zdecydowanie lepsze niż podejście bazujące na mocy czy też na mocy w połączeniu z prędkością obrotową wirnika.

Zastosowanie podejścia wielokryterialnego może być w niektórych przypadkach problematyczne bowiem trudno przewidzieć na etapie projektowania nowego bloku jaka będzie zawodność oraz rzeczywista emisja poszczególnych urządzeń wykorzystywanych w procesie konstrukcji i w konsekwencji jak ona wpłynie na koszty UR czy też na środowisko.

W wielu elektrowniach budowane są instalacje pracujące na rzecz ochrony środowiska. Uszkodzenia maszyn tych instalacji, nie wpływają bezpośrednio na produkcję, natomiast wpływają na wyniki biznesowe przedsiębiorstwa bowiem zwiększona emisja przekłada się bezpośrednio na zwiększone kary, będące konsekwencją ponadnormatywnego zanieczyszczenia środowiska. Tak więc poziom tych kar może decydować o krytyczności maszyn tych instalacji.

Turbozespoły małe, średnie i duże

Liczni inwestorzy wciąż pozostają w przekonaniu, że fakt użytkowania przez wiele lat turbozespołów wyposażonych w tzw. *pomiary specjalne* czyni z nich doświadczonych specjalistów w zakresie formułowania wymagań na rzecz *systemu pomiarów specjalnych* dla nowych bloków, często większych i zawsze o większej sprawności niż majątek użytkowany w przeszłości.

Podobnie rzecz się ma z producentami maszyn. Dysponując doświadczeniami zgromadzonymi dla dotychczas wyprodukowanych maszyn i w pogoni za rynkiem tworzą maszyny większe, często pozostawiając opomiarowanie w standardzie takim jaki stosowali w przeszłości.

Wybór standardu

Standard [2] podaje wytyczne dla nadzoru stanu technicznego turbin stosowanych w branży O&G (Olej i Gaz). Wykorzystywane tam turbiny posiadają na ogół moce do 10...20MW i nie pracują na parametrach tak krytycznych jak to ma miejsce w przypadku energetyki zawodowej. Takie stosunkowo niewielkie turbiny mogą posiadać rozwiązania konstrukcyjne węzłów łożyskowych inne niż to ma w przypadku dużych turbin. Małe turbiny posiadają łożyska usytuowane bezpośrednio w korpusie, gdy tymczasem większe wykorzystują najczęściej niezależne stojaki łożyskowe co przekłada się na zróżnicowanie zasad dla poprawnie instalowanych czujników. Ponadto ocujnikowanie dla turbin o mocach o rząd wyższych tzn. ~200 MW w energetyce zawodowej musi być bogatsze. Podobnie dla turbin o mocach około lub powyżej 1 GW należy się liczyć z tym, że SNST winien być bogatszy od tego jaki można uznać za wystarczający dla bloków 0,2GW.

Wymienione zróżnicowanie konstrukcyjne może wpływać na zróżnicowanie w optymalnym zaimplementowaniu pomiarów. Zauważmy, że wytyczne dla instalacji czujników drgań względnych wirnika w [2] i [3] są różne. W Polsce (i nie tylko) zainstalowano na niektórych dość dużych turbozespołach pomiary drgań względnych w sposób jak opisany w API670, tzn. mocując czujniki zbliżeniowe do pokryw. Taki montaż wciąż daje możliwość zabezpieczenia dynamicznego maszyny (a więc może być akceptowany dla prewencyjnego UR), natomiast eliminuje możliwość oceny poprawności położenia czopów w łożyskach, a więc nie jest wystarczająco dobry dla UR bazującego na stanie technicznym. Predykcyjne i bardziej zaawansowane formy UR wymagają prowadzenia analiz SCL [4] czyli analiz zmiany położenia czopów w luzie łożyskowym (czy to w konsekwencji zmiany prędkości obrotowej, zmiany obciążenia czy też z innych przyczyn).

Wpływ długości łożysk ślizgowego na ocujnikowanie

Można zaobserwować korelację: wraz ze wzrostem mocy maszyny zwiększa się bezwymiarowa długość łożysk

charakteryzowana stosunkiem ich długości do średnicy. Rozmawiając ze specjalistami elektrowni o pomiarach temperatury można zauważyć, że specjaliści z Wydziału Automatyki na ogół są świadomi liczby oraz rodzaju czujników zainstalowanych w poszczególnych węzłach łożyskowych. Natomiast już w przeważającej liczbie przypadków ani specjaliści automatyki (co jeszcze jest zrozumiąle) ani specjaliści z wydziału UR nie potrafią dać szybkiej odpowiedzi jak wykorzystywane w SMiZ czujniki są usytuowane w łożysku (tu pod słowem „jak” – należy rozumieć: „jak dalece poprawnie”).

Pomiar temperatury jest historycznie bardzo starym pomiarem. Natomiast ciągle jeszcze można znaleźć w wielu przedsiębiorstwach dewiacje i patologie w jego implementacji, które w przypadkach skrajnych czynią go bezużytecznym [5,6,7]. W minionych i nie tak odległych latach zostało dostarczonych do krajowych elektrociepłowni kilka turbozespołów, które mimo że mają łożyska długie to realizują pomiar temperatury metalu jak zalecane dla łożysk krótkich, tzn. niezgodnie z [2] i w konsekwencji słabo z punktu widzenia oceny stanu.

Ze wzrostem długości łożysk należy nie tylko różnicować pomiary temperatury łożysk. Zróżnicowaniu mogą również podlegać zasady instalacji czujników drgań względnych realizowane z pomocą czujników zbliżeniowych [4]. W przypadku bardzo długich łożysk celowym jest instalowanie czujników XY zarówno z przedniej jak i tylnej strony łożyska co ułatwia ocenę prawidłowości pracy pary panewka-czop.

Drgania względne czy też bezwzględne wirnika

Standard [3] określa zasady lokalizacji czujników w sposób umożliwiający realizację pomiarów drgań bezwzględnych wirnika. Wydaje się, że na świecie wzrasta liczba specjalistów postrzegających pewne zalety pomiarów takich drgań nad drganiami względnymi wirnika dla turbozespołów dużej mocy czego konsekwencją jest opracowanie propozycji standardu [8]. Standard ten stanowi przewodnik w wyborze najbardziej właściwego SNST maszyny w zależności od cech konstrukcyjnych maszyny. Zauważmy, że przygotowanie na etapie produkcji turbozespołu do pomiaru drgań bezwzględnych wirnika nie powinno pociągać za sobą dodatkowych nakładów na system monitorowania, bowiem liczba torów pomiarowych się nie zmienia. Producent maszyny w ramach tego przygotowania musi jedynie zapewnić współosiowość czujników zbliżeniowych i czujników sejsmicznych oraz ich mocowanie bezpośrednio do łożysk. Wybór sposobu monitorowania (bardziej tradycyjny lub też jak dyskutowany tutaj) może być dokonany później, bowiem czujniki, zainstalowane w opisany sposób, umożliwiają skonfigurowanie systemu monitorowania w sposób umożliwiający realizację pomiarów tradycyjnych (tzn. drgania względne wirnika oraz drgania bezwzględne łożyska/stojaka łożyskowego) jak i alternatywny, tzn. umożliwiający prowadzenie pomiarów drgań bezwzględnych wirnika.

Instalację czujników umożliwiających takie pomiary pokazano na rysunku 1. Instalacja czujników pod pokrywą (we mgle olejowej) wymaga dobrego zabezpieczenia połączeń. Na rysunku pokazano strzałkami zabezpieczenie połączeń kabli czujnikowych z czujnikami sejsmicznymi oraz zabezpieczenie połączenia kabla sondy bezkontaktowej z kablem przedłużającym. W przypadku turbozespołów dużej mocy o wysokim stopniu krytyczności celowym jest stosowanie czujników redundantnych tak jak to pokazano na rysunku 1 z jego prawej strony.



Rys. 1. Przykład instalacji czujników umożliwiających pomiar drgań absolutnych wirnika: czujnik zbliżeniowy oraz czujnik sejsmiczny przymocowane do łożyska (z lewej) oraz czujniki redundantne w konfiguracji XY (z prawej).

Doświadczenie krajowe w zakresie pomiarów drgań bezwzględnych jest szczątkowe, chociaż pomiary przeprowadzone w Lublińcu pokazały interesujące wyniki takiego podejścia. Prowadząc bowiem analizę drgań bezwzględnych wirnika można było wyznaczyć częstotliwości drgań jego rezonansowych nie tylko w zakresie dostępnej zmienności jego obrotów, ale także dla częstotliwości wyższych niż osiągnięte na stanowisku pomiarowym [9].

Runout

Bezkontaktowe czujniki wiroprowadowe, wykorzystywane m.in. powszechnie do pomiarów drgań wałów, wymagają właściwego przygotowania obserwowanej powierzchni celem zapewnienia ich działania z odpowiednio niskim poziomem szumu (zwanego *runoutem* [10]). Wymóg taki jest dość dobrze wymagany w SIWZach branży O&G i najczęściej jest pomijany w SIWZach dotyczących bloków energetycznych i pracujących tam maszyn. Brak wymogu ustawia inwestora w słabej pozycji w stosunku do dostawców maszyn.

Natomiast w interesie inwestora winno być nie tylko właściwe sformułowanie tego warunku, ale także zabezpieczenie się na okoliczność poprawnie wykonanej dokumentacji poziomu runoutu dla każdej ścieżki pomiarowej wykorzystującej pomiary wiroprowadowe dla oceny dynamiki pracy maszyny. Kryteria na runout dopuszczalny sformułowane w [2] są słuszne dla maszyn użytkowanych w każdej innej branży.

Audyty poprawności SMiZ

Obserwowana jest słaba współpraca między automatykami, którzy są odpowiedzialni za zabezpieczenia tak turbozespołów jak i wybranego innego majątku produkcyjnego, a specjalistami z wydziału UR. Automatycy zainteresowani są przede wszystkim poprawnością działania torów pomiarowych i na ogół nie posiadają wiedzy odnośnie zasad poprawności instalowania czujników służących SNST. Specjaliści służb UR również dysponują często ograniczoną wiedzą w zakresie warunków, które winny być spełnione na rzecz poprawności zainstalowania czujników oraz prowadzenia pomiarów w sposób zapewniający możliwie najlepszą ocenę ST. Obydwie grupy zawodowe nie są kształcone w zakresie ewolucji tak standardów jak i cech konstrukcyjnych SNST, a brak takiej kompleksowej wiedzy przekłada się wtórnie na jakość działania specjalistów z wydziału inwestycji, którzy w szeregu przypadków formułują wymagania dalekie od optymalnych, tak na rzecz projektów modernizacyjnych jak i dotyczących nowych inwestycji.

W konsekwencji, specjaliści automatyki prezentują podejścia bazujące na powielaniu rozwiązań, które były stosowane w przeszłości (często: dalekiej). Kilka przykładów takiego uwstecznienia:

(i) czujniki niepoprawnie zainstalowane w przeszłości zamienia się nowymi bez skorygowania miejsca ich zlokalizowania;

(ii) wciąż jeszcze w niektórych (starych!) elektrowniach dokonuje się pomiaru drgań stojaków łożyskowych w dziedzinie przemieszczeń drgań ignorując fakt, że od wielu lat wszystkie standardy zalecają na tę okoliczność pomiary w dziedzinie prędkości drgań;

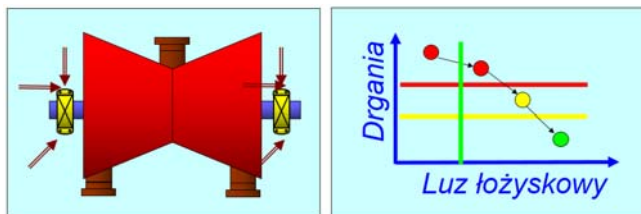
(iii) w szeregu elektrowni w dalszym ciągu jest kultywowane analogowe interfejsowanie SMiZ z DCS, gdy tymczasem od ponad ćwierćwiecza na rynku dostępne są cyfrowe SMiZ, których interfejsowanie z DCS'em drogą cyfrową umożliwia przekazywanie zdecydowanie większej liczby danych pomiarowych niż jest to możliwe przy sprzęgu analogowym (tzn. umożliwia przekazywanie bogatszej informacji o stanie technicznym majątku); interfejsowanie cyfrowe charakteryzuje się także niższymi kosztami niż interfejsowanie analogowe oraz w konsekwencji niższymi kosztami jego utrzymania².

W przypadku prowadzenia retrofitu czujników SMiZ celem jest sprawdzenie jak dalece czujniki zastosowane w przeszłości (tu nie ma większego znaczenia czy wdrożenie było zrealizowane przez producenta maszyny czy też przez użytkownika) odpowiadają najlepszej praktyce prezentowanej przez współcześnie obowiązujące standardy. Jeśli rozpoznane są odstępstwa od aktualnie obowiązującej najlepszej praktyki celem jest dokonanie korekt. Korekty te mogą dotyczyć (i) rodzaju stosowanych czujników np. ze względu na częstotliwościowe pasmo ich pracy, (ii) liczby stosowanych czujników na węzeł łożyskowy np. dla czujników sejsmicznych zalecane jest stosowanie dwóch czujników usytuowanych wzajemnie prostopadle (i najlepiej współosiowo ze zbliżeniowymi czujnikami drgań wału) w każdym węzle łożyskowym; wymóg ten nie był spełniony dla niektórych turbozespołów dla których wdrażano SMiZ w latach 90-tych, kiedy to ze względów oszczędnościowych decydowano się jedynie na instalację pojedynczego czujnika sejsmicznego dla każdego węzła, a w niektórych przypadkach dostawcy nowych turbin całkowicie rezygnowali z pomiarów drgań sejsmicznych ograniczając się jedynie do monitorowania drgań wirnika. Podejście takie w dalszym ciągu wystarczająco dobrze zabezpieczało producenta na okoliczność uszkodzenia katastroficznego i było umotywowane nie tylko niższym kosztem systemu monitorowania (zysk po stronie OEM), ale także minimalizowało możliwość formułowania przez użytkownika zastrzeżeń pod adresem OEM co do pracy turbozespołu w okresie, w którym był on objęty gwarancją (co także przyczyniało się do polepszenia zysku po stronie OEM). Jest kwestią bezsporną, że jedynie niskie poziomy drgań sejsmicznych oraz niskie poziomy drgań względnych informują o dobrym stanie technicznym turbozespołu. Podniesienie się poziomów jednych z wymienionych rodzajów drgań świadczy o pogorszeniu stanu technicznego, którego brak rozpoznania może pociągać znaczne nakłady na UR.

² Zaawansowany SMiZ umożliwia jednocześnie podłączenie nawet kilkudziesięciu czujników. Celem zrealizowania interfejsowania analogowego niezbędne jest zastosowanie w systemie monitorowania pracującym w technice cyfrowej, konwerterów CYFRA/ANALOG oraz dodanie wyjść analogowych (np. w standardzie 4...20 mA). Następnie po stronie DCS'u konieczne jest zastosowanie kart umożliwiających akwizycję tych kilkudziesięciu sygnałów analogowych i dokonanie konwersji powrotnej ANALOGOWO/CYFROWEJ bowiem DCS pracuje cyfrowo.

W przypadku interfejsowania cyfrowego obydwie systemy muszą posiadać karty komunikacji cyfrowej, a użytkownik posługuje się którymś z dostępnych protokołów komunikacji.

Przykład #01: Producentów turbin przystąpił do prac na rzecz przekazania nowego turbozespołu o mocy ~200MW do elektrociepłowni. W trakcie realizowanych pomiarów stwierdzono wysoki poziom drgań sejsmicznych. OEM był świadom faktu, że zwiększenie luzów łożyskowych będzie prowadziło do obniżenia drgań sejsmicznych (do SNST włączono 3 czujniki drgań w każdym węźle łożyskowym – tak jak to pokazano dla jednego korpusu na rysunku 2), natomiast zachowanie wirnika nie będzie podlegało ocenie bowiem pomiary drgań względnych wału nie były dla tej maszyny dostarczane.



Rys.2. Monitorowane drgania sejsmiczne stojaków turbiny (z lewej) oraz ich zmiana w miarę zwiększania luzu łożyskowego

Po zmniejszeniu drgań sejsmicznych do wymaganego poziomu (co uzyskano w konsekwencji zwiększenia luzów nominalnych w łożyskach o 100...200%) turbozespół został odebrany przez inwestora. Te powiększone luzy przyczyniły się do wystąpienia intensywnych drgań olejowych, które w krótkim czasie prowadziły do osłabienia przylegania metalu łożyskowego i w konsekwencji jego wykruszeń. W kolejnych latach niezbędne było prowadzenie corocznych prac remontowych. Problem rozwiązano po ponad 10 latach przeprowadzając retrofit SMiZ (w czasie którego nadzór drganiowy uzupełniono także o pomiary drgań wirnika), a SNST uzupełniono o zaawansowany system diagnostyki.

Monitorowanie ślizgowego łożyska oporowego

Brak zgodności w liczbie czujników wykorzystywanych w przeszłości i współcześnie dotyczy również często łożyska oporowego. W latach 90-tych w tym celu był na ogół wykorzystywany zestaw dwóch czujników³. Takie rozwiązanie dawało możliwość rozpoznania, że tory pomiarowe tracą zgodność wskazań, natomiast bez przeprowadzenia ich indywidualnych testów nie można było zdiagnozować, który z nich pracuje niepoprawnie i wymaga wymiany. W konsekwencji, od końca minionego wieku, zaczęto powszechnie wykorzystywać dla tego pomiaru 3 tory pomiarowe, a zabezpieczenie jest budowane na bazie logiki „2 z 3”. W tym przypadku można jednoznacznie określić, który tor pomiarowy nie pracuje poprawnie, a także można zaplanować korektę systemu w czasie optymalnym ze względu na uwarunkowania produkcyjne bez ryzyka awarii turbiny.

Pozostając przy tym zabezpieczeniu nie można się nie odnieść do kolejnego problemu jakim jest poprawność podłączenia czujników do SMiZ. Te 3 czujniki winny być podłączone do 3 niezależnych kart w SMiZ, bo tylko wtedy można mówić o pełnej redundancji pomiaru i poprawnie zbudowanej logice zabezpieczeń. Niestety, dla szeregu maszyn warunek ten nie był przestrzegany i w konsekwencji w/w 3 czujniki są podłączone jedynie do dwóch monitorów, a w niektórych przypadkach wszystkie

³ Zabezpieczenie łożyska oporowego turbozespołu z pomocą dwóch czujników jest zalecane w standardzie [2-API670]. Podejście takie jest akceptowalne dla niedużych turbin w których łożysko oporowe jest łożyskiem pierwszym. W takiej sytuacji, na ogół jest możliwy szybki dostęp do tych czujników. W przypadku turbozespołów większej mocy, łożysko oporowo-nośne jest najczęściej zlokalizowane między korpusem WP i SP, a czujniki są zabudowane pod pokrywą łożyskową co uniemożliwia łatwy i szybki do nich dostęp. W konsekwencji dla takich konstrukcji winny być zdecydowanie stosowane systemy zabezpieczeń wykorzystujące trzy czujniki.

do jednego. Ewentualne uszkodzenie pojedynczego monitora, do którego są podłączone 2 lub 3 czujniki spowoduje zadziałanie zabezpieczenia i odstawienie maszyny, co de facto nie powinno mieć miejsca bowiem maszyna znajduje się w dobrym stanie technicznym.

Uwagi do monitorowania ekscentryczności

Żaden ze standardów nie ustosunkowuje się do sposobu pomiaru *ekscentryczności*. Natomiast można zauważyć różne podejście techniczne do realizacji tego pomiaru przez różnych producentów maszyn. Podejście tradycyjne preferuje m.in. GE [11] i jest ono realizowane w podobny pomiarowo sposób przez wielu innych producentów turbin. W podejściu tym wymagane jest w miarę dalekie utwierdzenie wykorzystywanego dla realizacji pomiaru czujnika bezkontaktowego od węzła łożyskowego wirnika WP. Natomiast niektórzy producenci turbin prezentują pewne dewiacje na okoliczność tego pomiaru. Fabryka w Brnie realizuje ten pomiar „oszczędnościowo”, wykorzystując sygnał powielony z jednego z czujników drgań XY, który jest usytuowany bezpośrednio przy łożysku. Wrażliwość takiego pomiaru na statyczne skrzywienie wału z definicji musi być bardzo mała, a powielenie sygnału może wpłynąć negatywnie na wynik autodiagnostyki torów pomiarowych. Z kolei firma DOOSAN realizuje pomiar *ekscentryczności rezydualnej*, co wymaga nie tylko obniżenia zaawansowania skrzywienia wirnika, ale także dodatkowo jest kontrolowana faza wektora 1X. Kontrola *ekscentryczności rezydualnej* pociąga za sobą konieczność dłuższej pracy maszyny w trybie wygrzewania na obracanie niż czas wymagany dla podejścia tradycyjnego, co wtórnie pociąga za sobą zwiększenie kosztów uruchomienia turbiny. Brak jest natomiast prakonywującej argumentacji na okoliczność techniczno-finansowej racjonalności takiego postępowania.

W przypadku dużych turbin dodatkowy wymóg może dotyczyć liczby wirników objętych pomiarem ekscentryczności. Tradycyjnie pomiar ten jest wykonywany dla wirnika WP. Natomiast niektórzy producenci turbin, wykorzystują dla stopnia SP parę o niższym ciśnieniu niż ma to miejsce dla WP, natomiast w dalszym ciągu o bardzo zbliżonej temperaturze do występującej w stopniu WP. Z tego względu HITACHI, na niektórych turbinach, wdraża pomiar ekscentryczności również dla stopnia SP.

Warto również zwrócić uwagę na kwestię dynamiki pracy czujnika wykorzystywanego do pomiaru ekscentryczności. Na ogół dynamika tego pomiaru jest zlimitowana wartościami nie przekraczającymi 500µm. Tak więc wydawałoby się, że zastosowanie czujnika identycznego jak wykorzystywane na turbozespołach do pomiarów drgań wirnika (czujniki XY), a więc takiego, który posiada dynamikę liniowej pracy 2 mm będzie całkowicie wystarczające. Nic bardziej błędnego. Czujniki XY są instalowane bezpośrednio przy łożyskach, natomiast czujnik ekscentryczności daleko od niego. W przekroju wału, w którym pracuje czujnik ekscentryczności dynamiczna deformacja wirnika może być znacznie większa niż ta obserwowana bezpośrednio przy węźle łożyskowym. Tak więc rozwiązaniem zdecydowanie bezpieczniejszym jest stosowanie czujników pracujących z dynamiką 4mm, które są ustawione w stosunku do powierzchni roboczej wału w odległości ~2,5 mm. Należy również pamiętać o możliwości wystąpienia nadobrotów wirnika turbiny, w trakcie których dynamiczne ugięcie wirnika może być większe niż w warunkach pracy z obrotami nominalnymi.

Uwagi do zabezpieczenia na zwyzkę obrotów

Nadmierne przewyższenie dopuszczalnych obrotów prowadzi do katastroficznego uszkodzenia maszyny.

Zasady detekcji zwyzki są omówione w [2], natomiast w praktyce rzadko obserwuje się zastosowanie optymalnych na tę okoliczność rozwiązań. Wydaje się to wynikać ze sposobu realizacji tego zabezpieczenia w przeszłości i braku świadomości idei propagowanej przez propozycje współczesnych rozwiązań technicznych.

Podstawą każdego zabezpieczenia technicznego są czujniki oraz koła zębate. Wykorzystywane są na ogół czujniki magnetyczne lub wiropądowe. Czujniki magnetyczne występują bądź to w wersji pasywnej bądź też aktywnej i w konsekwencji charakteryzują się zróżnicowanymi możliwościami co do minimalnej wartości obrotów od której zaczynają pracować. W odróżnieniu od nich czujniki wiropądowe charakteryzują się możliwością współpracy nawet z nieruchomym wałem pod warunkiem, że obserwowana powierzchnia wału znajduje się cały czas w zakresie dynamiki pracy czujnika. Oznacza to, że czujniki wiropądowe stwarzają możliwość prowadzenia ciągłej autodiagnostyki toru pomiarowego (nawet w przypadku nieobrcającego się wału). Aby ta możliwość była wykorzystywana niezbędne jest poprawne zaprojektowanie koła zębatego. Poprawność zawiera się w dobraniu takiej wysokości zęba, aby obserwujący ząb czujnik widział jego szczyt, a także powierzchnię koła między zębami w zakresie dynamiki swojego działania.

Wykorzystywanymi kołami zębatymi mogą być bądź to prawdziwe koła zębate bądź też tzw. „koła nieprawdziwe”, tzn. takie, które posiadają zęby o przekroju prostokątnym zaprojektowane wyłącznie na okoliczność generowania impulsów. Przykład takiego koła pokazane na rysunku 3.



Rys.3. Widok fragmentu „nieprawdziwego” koła zębatego wykorzystywanego do detekcji obrotów maszyny wolno-obrotowej.

Zasady doboru zębów zostały omówione w [2,11]. Natomiast w praktyce można często zauważyć stosowanie „nieprawdziwych” kół zębatych, które posiadają zęby za wysokie w stosunku do dynamiki pracy wykorzystywanego w celu indykacji impulsów czujnika. W przypadku tak niepoprawnie zaprojektowanego koła zębatego możliwość prowadzenia ciągłej auto diagnostyki systemu wykorzystywanego do detekcji zwyzki obrotów jest utracona.

Kilka przykładów takich katastrofalnych skutków dla różnych maszyn opisano w [12].

Istotne versus nieistotne warunki specyfikacji

Od czasu do czasu w SIWZach pojawiają się warunki specyfikacji, które są całkowicie nieistotne dla realizowania jakiegoś pomiaru w SMiZ. Są one wstawione w tekst ze względów pozamerytorycznych lub automatycznie (copy and paste z innej specyfikacji).

Przykład #02: zamawiający specyfikuje szczególne parametry elektryczne (a nie fizyczne) czujnika. Jest to działanie niewłaściwe bowiem dostawca systemu monitorowania najlepiej wie jakie winny być parametry elektryczne czujników tak aby pracowały one poprawnie i aby SMiZ do którego są podłączone mógł prowadzić poprawnie ich diagnostykę (lepiej: autodiagnostykę wszystkich kanałów systemu wraz z podłączonymi do nich czujnikami) ↵

Przykład #03: zamawiający specyfikuje bardzo powierzchownie właściwości SMiZ i jest zainteresowany jego analogowym interfejsowaniem z DCS. Nie jest to działanie racjonalne bowiem

transmisja cyfrowa umożliwia zdecydowanie bogatszą ocenę sygnałów dla pomiarów prowadzonych przez cyfrowy system monitorowania. We współczesnych SMiZ każdy sygnał dynamiczny podlega zróżnicowanej estymacji i wszystkie estymatory mogą być eksportowane poprzez interfejs cyfrowy do DCS. Tam też może mieć miejsce ich wybiórcza prezentacja na monitorach DCS dostępnych dla operatorów. Transmisja analogowa umożliwia prezentację jedynie jednego wybranego estymatora sygnału, a jej zorganizowanie, a następnie utrzymanie w ruchu przez wiele lat użytkowania systemu jest droższe niż utrzymanie w ruchu transmisji cyfrowej. Użytkownik turbiny winien raczej skoncentrować się nad preferowanym sposobem interfejsowania różnych systemów cyfrowych tak w zakresie sposobu transmisji danych jak i wykorzystywanych w tym celu protokołów, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiego bezpieczeństwa cybernetycznego działania systemu ↵

Przykład #04: przedsiębiorstwo koncentruje się na specyfikacji cech komputer wykorzystywanego przez system diagnostyki oraz na kwestiach archiwizowania danych (pojemność dysku) i pomija milczeniem wymogi na minimalne funkcjonalności systemu akwizycji danych oraz postprocessingu niezbędnego dla oceny stanu technicznego maszyn włączonych do tego systemu; ignorowana jest także potrzeba interfejsowaniem systemu diagnostyki z DCS. Zauważmy, że system DCS gromadzi dane procesowe (a także środowiskowe), które zaimportowane do systemu diagnostyki umożliwiają jego bardziej zaawansowane wykorzystywanie ↵

Odporność czujników na warunki środowiska

W SIWZach winny być sformułowane warunki stosowania czujników SMiZ odpowiadające nie normalnym warunkom otoczenia, w którym będą one zainstalowane, ale takim, które mogą zaistnieć w stanach awaryjnych turbozespołu. Wymóg ten może np. dotyczyć maksymalnych wartości pola temperatury⁴. Ryzyko wystąpienia takiego pola jest tym większe im czujniki są instalowane bliżej korpusu WP turbiny. Podwyższenie temperatury w otoczeniu czujników może być spowodowane przeciekami pary. Mogą one występować tak w rejonie bloku przedniego jak również w obrębie węzła łożyskowego między korpusami WP i SP.

Przykład #05: przedmuch w rejonie bloku przedniego mogą spowodować podniesienie temperatury w rejonie uszczelnień i w konsekwencji oddziaływać na zainstalowane w pobliżu czujniki wydłużeń, XY, sejsmiczne, etc. Sytuację taką obrazuje rysunek 4. W rejonie bloku przedniego zainstalowane zostały m.in. czujnik LVDT (widoczny na dole z lewej) posiadający najniższą odporność temperaturową (75C) ze wszystkich zainstalowanych w tym rejonie czujników, oraz dwa czujniki wydłużeń wału (na dole z prawej). Te dwa czujniki zainstalowano tak, że w przypadku przedmuchu znajdują się bezpośrednio w strudze pary. Pierwotnie OEM zastosował czujniki o wytrzymałości temperaturowej 177C, które nie sprostały warunkom aplikacji. Tak więc później czujniki te wymieniono na czujniki wysokotemperaturowe mogące pracować w warunkach do 350C co nieco poprawiło funkcjonalność pomiarów w tym węźle. Realizowanie tego pomiaru wymaga takiego usytuowania czujników, aby w warunkach przedmuchu, nie znajdowały się one bezpośrednio w strumieniu pary ↵



⁴ Innymi przykładami zagrożenia środowiskowego mogą być: promieniowanie radioaktywne, ciśnienie, pojawienie się substancji ciekłych lub gazowych, które powodują destrukcję czujników, etc.



Rys.4. Widok turbozespołu dużej mocy z zaznaczonym węzłem łożyskowym Nr 1 (u góry) oraz zbliżenia pokazujące czujnik LVDT (z lewej) oraz dwa czujniki wydłużeń wału (z prawej).

Przykład #06: przedmuch z korpusu WP w kierunku korpusu SP mogą być szczególnie groźne dla pomiarów zabezpieczających turbinę, bowiem między wymienionymi korpusami zainstalowane są na ogół czujniki nadzorujące łożysko oporowe, drgań XY (w przypadku pomiarów drgań absolutnych wirnika pod pokrywą winny być także zainstalowane czujniki sejsmiczne i w tym węźle łożyskowym ich zalecana odporność temperaturowa winna wynosić nie mniej niż 200C); znacznika fazy, a czasami również ekscentryczności, etc. Dla jednego z turbozespołów, w konsekwencji takiego przedmuchu, zarejestrowano po zewnętrznej stronie pokrywy węzła łożyskowego temperaturę ~140C. Jeśli taka temperatura jest obserwowana na zewnątrz pokrywy to można się zastanowić jakie mogą być szczytowe wartości temperatury pod pokrywą. Czujniki zbliżeniowe posiadają różną konstrukcję. Najgorsze z punktu widzenia odporności temperaturowej, będą zintegrowane czujniki zbliżeniowe (tzn. takie, które w korpusie sondy posiadają zainstalowany tzw. PROXIMITOR®). Wiroprądowe systemy pomiarowe posiadające sondę niezintegrowaną z PROXIMITOR®em charakteryzują się zdecydowanie wyższą odpornością na podniesione pola temperatury. W omawianym przypadku zastosowano sondy wiroprowadowe wytrzymałe do 205C. Przepracowały one bezawaryjnie kilkanaście lat mimo tego, że w okresie tym były wielokrotnie poddawane działaniu podwyższonego pola temperatur.

Jak lepiej nadzorować generator

Istnieje pewna grupa pomiarów statycznych i elektrycznych, które od lat są realizowane w celu nadzoru stanu technicznego generatora. Natomiast od 1...2 dekad stosowane są coraz częściej specjalizowane dodatkowe pomiary dynamiczne, których zadaniem jest lepsze informowanie o stanie. Wyróżnić tu można pomiary: (i) drgań mechanicznych becзки, które polepszają informację o jej deformacji, (ii) drgań mechanicznych, których zadaniem jest lepsza ocena stanu dynamicznego czoła stojana, a czasami także drgań końcówek jego uzwojeń, (iii) WNZ, których celem jest monitorowanie postępującej w czasie destrukcji izolacji stojana, (iv) strumienia elektro-magnetycznego w szczeliny, który to pomiar informuje o zwarcia między zwojowych w wirniku generatora.

Przystępując do wdrożenia każdego z w/w pomiarów niezbędne jest posiadanie pewnej wiedzy podstawowej w zakresie celu, który chce się i można uzyskać, a także wizji kompletnego toru pomiarowego oraz sposobu prezentacji sygnału w systemie diagnostyki. Dla „i” dobrze jest określić kierunki prowadzonych pomiarów oraz liczbę czujników montowanych na beczcze dla pomiarów na każdym kierunku; dla „ii” punktem wyjścia przy podejmowaniu decyzji winna być charakterystyka drgań rezonansowych czoła/końcówek uzwojeń; podchodząc do „iii” dobrze jest wiedzieć co różni dostępne na rynku kondensatory sprzęgające oraz współpracujące z nimi analizatory WNZ oraz dokonywać wyboru systemu pomiarowego ze świadomością wszelkich za i przeciw.

ATEX

W przypadku bloków gazowych oraz generatorów chłodzonych wodorem część pomiarów SNST winna być

dostarczona z certyfikatami ATEX, oraz zainstalowana zgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa instalacji. W tym zakresie różne przedsiębiorstwa mają różne preferencje (np. stosowanie barier albo separatorów). W interesie inwestora jest posiadanie wiedzy odnośnie plusów i minusów każdego z tych rozwiązań i zadbanie o jednolity standard zabezpieczeń co winno znaleźć odzwierciedlenie w SIWZie.

Przykład #07: Jedna elektrociepłownia była bardzo zdeterminowana na okoliczność zainstalowaniem systemu nadzoru drgań końcówek uzwojeń. W związku z tym, że dla jej turbozespołów od wielu lat był wykorzystywany system diagnostyki, który także realizował pomiary drgań, jedynym racjonalnym krokiem było podłączenie w/w czujników optycznych do tego samego systemu (o czym przedstawił handlowy producenta czujników optycznych był informowany). Już po nabyciu czujników okazało się, że czujniki te nie posiadają certyfikatu ATEX, a dysponują jedynie deklaracją producenta, że są zgodne z ATEX, natomiast jedynie pod warunkiem ich podłączenia do SNST produkcji dostawcy czujników 📌

Można się zastanowić, czy nie lepiej było nabyć czujniki optycznych z firmy, które nie kreowały problemów z certyfikacją ATEX.

Kontrola obrotów silników zmiennie-obrotowych

Wzrasta popularność wykorzystywania maszyn napędzanych silnikami zmiennie-obrotowymi. Napędy takie z reguły są wyposażane w układy tachometryczne dostarczające do układu sterowania prędkością informację o rzeczywistej bieżącej prędkości obrotowej wirnika.

Natomiast warto zauważyć, że w przypadku stosowania dla tego samego agregatu systemu monitorowania stanu technicznego w oparciu o czujniki drgań, to z dużym prawdopodobieństwem będzie on wykorzystywał także tzw. znacznik fazy (KEYPHASOR®). O ile układ tachometryczny jest w zdecydowanej większości przypadków bezużyteczny na okoliczność pomiaru fazy drgań, o tyle KEYPHASOR® może być z powodzeniem wykorzystywany jako źródło detekcji informacji o bieżącej prędkości obrotowej wirnika z dokładnością wystarczającą do współpracy z układem sterowania obrotów silnika.

Tak więc przy formułowaniu SIWZów warto jest pamiętać o wyżej opisanym uwarunkowaniu.

Świadomość standardów

Czy można sprecyzować poprawnie wymagania SIWZu, jeśli piszący je (tzw. specjaliści) mają szczątkowe pojęcie o standardach opracowanych na okoliczność nadzoru stanu technicznego różnych maszyn i urządzeń? Czy można mówić o odpowiedzialnej redakcji SIWZu na system produkcyjny, który powinien pracować co najmniej ćwierć wieku (minimalny czas życia cieplnego blok energetyczny), kiedy nie dysponuje się wiedzą o nowo opracowanych standardach oraz o aktualizacjach standardów już istniejących, które mogą stać się aktami obowiązującymi w przedziale czasu od wygenerowania SIWZu do czasu zakończenia budowy bloku, którego on dotyczy? Czy można formułować wymagania w stosunku do systemu diagnostyki, kiedy nie zna się dobrze możliwości funkcjonalnych takich dostępnych na rynku systemów?

Przykład #08: Przeredagowywany na początku bieżącego roku SIWZ na blok dużej mocy OSTROŁĘKA-C w dalszym ciągu odwołuje się do standardów ISO 10816 i ISO 7919 (odchodzą do lamusa) gdy tymczasem już od kilku kwartałów dostępny jest tekst ich unifikacji w jeden nowy standard [3] 📌

Inne maszyny wirnikowe bloku energetycznego

Na bloku energetycznym znajduje się duża grupa maszyn i urządzeń, które winny być włączone do SNST. Są to przede wszystkim: młyny, pompy, przekładnie zębate,

silniki, sprężarki, sprzęgła hydrokinetyczne, wentylatory i być może mniejsze napędy turbinowe od turbiny głównej.

W zależności od stosowanych rozwiązań konstrukcyjnych, ważności agregatu, a także od jego funkcji w procesie działania bloku energetycznego mogą być wymagane różne formy nadzoru stanu technicznego, a ich dobór winien być pozbawiony przypadkowości.

W/w maszyny posiadają moce podobne do mocy maszyn wykorzystywanych w branży O&G, a więc dla szeregu z nich mogą być stosowane minimalne schematy oczyunikowania wyspecyfikowane w standardzie [2]. Posiłkowanie się tym standardem jest możliwe dla: pomp, przekładni zębatych, silników, sprzężarek osiowych i promieniowych, mniejszych napędów turbinowych w przypadkach, w których posiadają one poziome osie wałów oraz węzły łożyskowe ślizgowe lub toczne. Natomiast należy uwzględnić różnice w specyfice działania pewnych agregatów z w/w grupy. Np. w odniesieniu do pomp wykorzystywanych w O&G rzadko występuje problem przepływów zwrotnych. Natomiast dla niektórych pomp stosowanych w energetyce takie zagrożenie występuje jako konsekwencja nieszczelnych klap lub zaworów. W związku z tym, dodatkowo do zaleceń [2], może wystąpić konieczność monitorowania przeciwnych obrotów.

Dla maszyn łożyskowanych tocznie, na okoliczność nadzoru stanu technicznego z pomocą technik drganiowych, niezależnie od kierunku osi wirnika, można posiłkować się także standardem [3]. Dla nadzoru temperaturowego węzłów łożyskowych (niezależnie od ich typu) w dalszym ciągu mogą być wykorzystywane wytyczne standardu [2].

Pewien problem może stanowić monitorowanie wentylatorów większej mocy, a więc takich które są najczęściej łożyskowane ślizgowo. W odniesieniu do nich można się posiłkować schematami zbliżonymi do tych, które są wykorzystywane dla innych maszyn łożyskowanych ślizgowo.

Dla maszyn dla których powszechnie dostępne standardy nie formułują wytycznych można posiłkować się wytycznymi producenta (np. dla sprzęgieł hydrokinetycznych [13]) lub korzystać z wiedzy ekspertów.

Osobny komentarz winien być dodany do monitorowania łożyskowanych ślizgowo przekładni zębatych. Schemat ich monitorowania jak podany w [2] jest tak długo słuszny jak długo jest to przekładnia przenosząca stosunkowo niewielkie moce (kilka ... kilkanaście MW). Natomiast przekładnie zębate bywają również wykorzystywane dla niektórych turbozespołów głównych i przenoszą moce większe niż w przypadku maszyn w branży O&G. Dla takich dużych przekładni nadzór drganiowy winien być bardziej kompletny i o ile w przypadku mniejszych można sobie pozwolić na nadzór z pomocą czujników XY tylko jednego węzła łożyskowego dla każdego wału, o tyle przekładni duże winny wykorzystywać pomiary XY dla wszystkich łożysk nośnych.

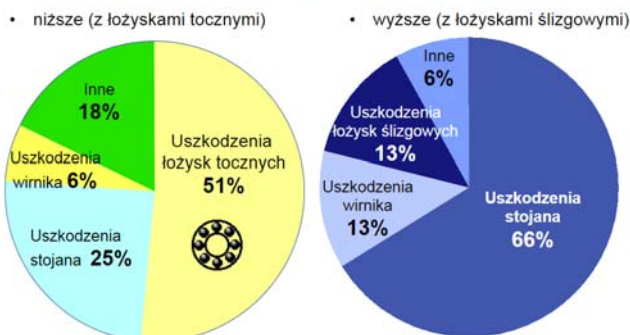
Nowe (poza normowe) możliwości nadzoru

Mimo tego, że silniki elektryczne charakteryzują się na ogół mniejszą awaryjnością niż poruszane nimi maszyny to jednak także podlegają uszkodzeniom. Na rysunku 5 pokazano statystyki typowych uszkodzeń silników o zróżnicowanej konstrukcji.

Jak widać, w przypadku silników wyższych mocy, to nie uszkodzenia mechaniczne decydują o ich awaryjności, a problemem są przede wszystkim uszkodzenia stojana. Z tego względu zaczęły się rozwijać metody nadzoru maszyn elektrycznych umożliwiające rozpoznawanie specyficznych uszkodzeń elektrycznych. Użytecznym narzędziem na okoliczność zmiany stanu technicznego

izolacji może być wykorzystywanie przekładników prądowych wysokiej czułości, które umożliwiają monitorowanie On-Line zmiany parametru Tan-Delta [14].

Typowe prawdopodobieństwa uszkodzeń silników na napięcia:



Rys.5. Statystyki uszkodzeń silników elektrycznych

W przypadku silników niższych mocy, w których dominują uszkodzenia łożysk tocznych (co szczególnie może być problemem w przypadku wykorzystywania napędów falownikowych) użytecznym narzędziem do nadzoru stanu technicznego może być sprzętowe monitorowanie anomalii pracy takiego agregatu [15]. Taki system nadzoru umożliwi nie tylko śledzenie dewiacji po stronie właściwości elektrycznych silnika, ale także umożliwi rozpoznawanie anomalii po stronie jego zasilania (co może wpływać na jakość pracy agregatu), oraz uszkodzeń natury mechanicznej w odniesieniu zarówno do silnika, napędzanej przez niego maszyny jak i łączącego je sprzęgła.

Tego typu systemy nadzoru mogą być wdzięcznym narzędziem nadzoru stanu technicznego dla maszyn, dla których wykorzystywanie tradycyjnego nadzoru drganiowego nie jest wygodne (co ma np. miejsce dla pionowych agregatów pompowych).

Równoległe z rozwojem sprzętowych metod rozpoznawania anomalii, obserwowany jest także rozwój metod programowych [16]. Programowe metody rozpoznawania anomalii umożliwiają ich zastosowanie nie tylko na okoliczność rozpoznawania zmian stanu technicznego, ale także w odniesieniu do rozpoznawania anomalii realizowanego procesu produkcyjnego.

Standaryzacja i zarządzanie nią

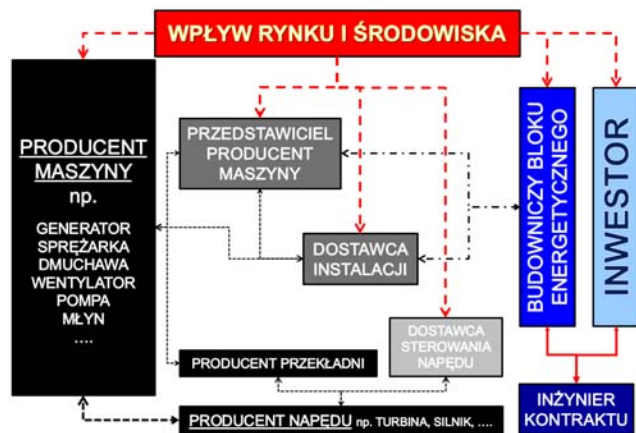
Schemat na rysunku 6 pokazuje jakie Strony mogą być włączone w dostawę pojedynczego agregatu (także dla nowego bloku energetycznego) i w konsekwencji mogą podejmować decyzje o:

- rodzaju stosowanych czujników pracujących tak na rzecz nadzoru stanu technicznego jak i procesu produkcyjnego,
- typie systemu monitorowania i zabezpieczeń do którego czujniki będą podłączone,
- systemie diagnostyki, który dodatkowo musi być stosowany dla maszyn objętych UR bazującym na ich stanie technicznym.

Tak więc kto winien zarządzać standaryzacją przy budowie nowego bloku energetycznego?

EPC winna wybrać partnera, który byłby wystarczająco kompetentny i merytorycznie odpowiedzialny za ten temat. Bez takiego zarządzania jest za dużo graczy (jak to pokazano na rysunku 6), którzy mogą podjąć niekorzystne dla Inwestora decyzje w zakresie zastosowania jakichś komponentów SNST. Te niekorzystne decyzje mogą rzutować na zwiększenie zróżnicowania stosowanych

rozwiązań technicznych i w konsekwencji na ich obniżoną kompatybilność techniczną powodując wtórnie obniżenie funkcjonalnych właściwości SNST. Może się zdarzyć, że poniesione koszty na rzecz przypadkowych zakupów będą wyższe niż byłyby poniesione w przypadku zastosowania rozwiązania technicznie bardziej spójnego.



Rys.6. Gracze rynkowi, którzy mogą wpływać na wybór elementów SNST maszyn i urządzeń.

Teoretycznie pewnym zabezpieczeniem jest *inżynier projektu*, natomiast często nie posiada on wystarczającej wiedzy specjalistycznej w tematyce dotyczącej SNST.

Przykład #09: Dla aktualnie realizowanej inwestycji związanej z budową dużych bloków, działający na rzecz inwestora *inżynier projektu* zadysonował dodatkowe wyposażenie węzłów łożyskowych ślizgowo sprężarek oraz napędzających je silników w monitoring drganiowy wykorzystujący po dwa czujniki sejsmiczne w każdym węzle łożyskowym. Podejście takie jest sprzeczne z zasadami najlepszej praktyki bowiem węzły takie winny być pierwszoplanowo wyposażone w czujniki zbliżeniowe XY. Dla maszyn łożyskowych ślizgowo sejsmiczne czujniki drgań grają rolę drugoplanową i mogą stanowić uzupełniającą formę nadzoru drganiowego. Pieniądże zainwestowane w taki monitoring są praktycznie pieniędzmi zmarnowanymi ⁵

Pierwszy w kraju blok energetyczny, przy budowie którego zastosowano standaryzację SNST (tak w zakresie wykorzystywanych czujników jak i jednolitego SMiZ) zbudowano w EC DĄBRÓWKA w roku 1999. Przykładami dużych bloków, w których wdrożono standaryzację SNST są także blok +0,8GW w Bełchatowie oraz +1GW w Kozienicach.

W międzyczasie powstało szereg innych bloków, w przypadku których nie zadbano o standaryzację. Ekstremalnym przypadkiem są dwa bloki w Chorzowie dla których dla turbozespołów oraz dla maszyn części kotłowej wykorzystywane są zarówno zróżnicowane SMiZ jak i dwa całkowicie różne systemy diagnostyki.

Brak zadbania o standaryzację rozwiązań i w konsekwencji zaniechanie w postaci barku zarządzania nią powodować będzie, że decyzje o komponentach SNST są podejmowane przez instytucje zlokalizowane po lewej stronie oraz w dolnej części schematu na rysunku 6. W tym przypadku duża liczba drobnych decydentów praktycznie przesądza o bardzo dużym zróżnicowaniu elementów SMiZ co w perspektywie bardzo utrudnia racjonalne wdrożenie systemu diagnostyki i pogarsza jego właściwości funkcjonalne.

Przykład #10: Dla nowego bloku dostarczona została PWZ, o której wiadomo było, że jest agregatem krytycznym. Jego dostawca podjął decyzję o odstępstwie od obowiązujących standardów i wyposażeniu agregatu łożyskowego ślizgowo jedynie w czujniki drgań sejsmicznych. Poinformowana o tym fakcie dyrekcja

elektrowni nie zajęła żadnego stanowiska. Już po uruchomieniu bloku postanowiono włączyć do systemu diagnostyki zarówno turbozespoł jak i tę pompę. O ile włączenie turbozespołu wyposażonego w poprawny zestaw czujników było sensowne o tyle włączenie pompy należy uznać za mało poprawne. Żaden bowiem system diagnostyki nie jest w stanie przetworzyć mała informacyjnych sygnałów w informacje użyteczne dla służb UR. Jeśli już podejmowano decyzję o włączeniu tej pompy do systemu diagnostyki to decyzja ta winno była być poprzedzona decyzją o uzupełnieniu ocujnikowania tego agregatu przynajmniej do zestawu minimalnego wynikającego z obowiązujących standardów dla: pompa + przekładnia + silnik ⁶

Przykład #11: Dla bloku parowo gazowego zostały dostarczone maszyny na których znalazły się trzy różne standardy SMiZ. Jeszcze przed uruchomieniem bloku inwestor podjął decyzję o zainstalowaniu systemu diagnostyki dla najważniejszych maszyn bloku. Wtedy okazało się, że dla pewnej grupy dostarczono maszyny wyposażone w transmiery drgań, które są diagnostycznie bezużyteczne. Dla kilku innych agregatów pompowych dostarczono 2-kanalowe systemy monitorowania drgań w opcji, w której nie posiadały one wyjść buforowych sygnałów dynamicznych, a więc uniemożliwiającej włączenie sygnałów z istniejących czujników drgań do systemu diagnostyki. Co więcej monitory te nadzorowały jedynie pompy i ich silniki, a łączące je sprzęgła hydrokinetyczne nie były monitorowane. Jedynie turbozespoły (gazowy oraz parowy) wyposażone były w SMiZ dające możliwość efektywnego włączenia do systemu diagnostyki. W konsekwencji dla wszystkich w/w agregatów pompowych oraz dodatkowo dla maszyn chłodni wentylatorowych niezbędne było dodanie nowych czujników drgań (dodano je także dla w/w sprzęgieł hydro-kinetycznych) oraz podłączenie ich do procesora komunikacyjnego umożliwiającego współpracę z serwerem systemu diagnostyki ⁷

Rynek klienta czy też rynek dostawcy?

Brak w SIWZ'ie klarownej definicji krytyczności majątku oraz skorelowanymi z nią wymaganiami na okoliczność systemów SNST prowadzi do niepoważnych dyskusji.

Przykład #12: Inwestor dużego bloku energetycznego uznał, że przekładniowe sprężarki powietrza są dla funkcjonowania tego bloku maszynami krytycznymi i w związku z tym winny być wyposażone w SMiZ drgań umożliwiający jego podłączenie do blokowego systemu diagnostyki, co umożliwiłoby realizowanie dla tej grupy maszyn UR bazujące na stanie technicznym. Producent sprężarek standardowo wyposaża je w prymitywny system zabezpieczeń oparty na transmierych drgań, który nie daje możliwości bycia podłączonym na systemu diagnostyki i wspiera jedynie prewencyjne UR.

Inwestor świadom wyższych kosztów pożądanego rozwiązania był gotów je ponieść. Natomiast dostawca, kierując się argumentami pozamerytorycznymi uparł się na realizację dostawy jak wstępnie przez niego zaplanowana i tak też ją finalnie zrealizował ⁸

Interfejsowanie SNST z systemem klasy ERP⁶

Oprogramowanie klasy ERP (np. SAP, IBM MAXIMO, ORACLE, Q4 Soluti), które wspomaga egzekucję prac w ramach UR wymaga interfejsowania z systemem wspomagającym identyfikację stanu technicznego, tzn. z SNST. Omówienie zakresu, celu i sposobu takiego interfejsowania przedstawiono w [17]. Inwestor winien w zasadzie zadbać o takie interfejsowanie systemów w SIWZiwi dotyczącym budowy nowego bloku.

Bezpieczeństwo cybernetyczne

W dobie wymierania wykorzystywanych w przeszłości systemów analogowych i coraz silniejszego upowszechniania się systemów cyfrowych, a także dynamicznie rozwijającego się Internetu przemysłowego,

⁵ W podobnym czasie kontraktowana sprężarka przekładniowa z przeznaczeniem dla nowej instalacji w LOTOS została dostarczona w sposób zapewniający możliwość realizacji predykcyjnego UR.

⁶ Enterprise Resource Planning

wraz z pojawianiem się coraz większej liczby aplikacji wykorzystujących chmurę do gromadzenia, przetwarzania i przekazywania danych, w dokumentach typu SIWZ winno znaleźć się miejsce na właściwe zabezpieczenie inwestora w zakresie standaryzacji protokołów transmisji danych oraz zadbanie o zapewnienie bezpieczeństwa cybernetycznego. Dbałość o bezpieczeństwo cybernetyczne jest pożądana szczególnie w branży tak strategicznej jaką jest energetyka. W [18] opisano kilka przykładów jego naruszenia – także w Polsce.

Przykład #13: Elektrownia wieloblokowa podjęła decyzję o wdrożeniu systemu diagnostyki maszyn. Dla efektywnego działania tego systemu pożądanym był import z DCS tzw. zmiennych procesowych. Wtedy okazało się, że w czasie wdrażania systemu automatyki, jego dostawca dokonał modyfikacji protokołu MODBUS RTU. W konsekwencji niezbędne było poniesienie przez elektrownię dodatkowych kosztów na realizację translatora tej indywidualnej modyfikacji protokołu do standardu rozumianego przez system diagnostyki. Podczas włączania maszyn z kolejnych bloków do systemu diagnostyki okazało się, że dostawca systemu automatyki dokonał dla kolejnych bloków elektrowni różnej modyfikacji w/w protokołu co wymagało ponoszenia kolejnych kosztów na realizowanie translatora powrotnego do oryginalnego standardu. Dorabiane „translatory” nie tylko powodowały zwiększenie kosztów, ale także okazały się zawodne w działaniu powodując okresowe problemy z importem zmiennych co nie ma miejsca w przypadku stosowania oryginalnego protokołu 🎵

Precyzja sformułowań

Stosowana precyzja sformułowań oraz stosowany żargon pozostawiają wiele do życzenia i jednocześnie ustawia Zamawiającego w trudnej sytuacji w przypadku dyskusji (dotyczących nadzoru stanu technicznego) dostarczanego przez firmę EPC lub/i producenta maszyny:

- Dla wielu autorów SIWZów maszyna wirnikowa i wirująca to jedno i to samo,
- Podobnie z systemem monitorowania tych maszyn: autorzy nie odróżniają specyfiki pomiarów realizowanych dla Wydziału Produkcji od specyfiki pomiarów niezbędnych dla Wydziału UR.
- Używane sformułowania są często dalekie od podstawowej poprawności technicznej, np. „stan dynamiczny maszyn wyposażonych w łożyska poprzeczne i w łożyska ślizgowe”; poprawnie winno być „... w ślizgowe łożyska poprzeczne”.

Dokumenty wspomagające kontraktowanie SNST

Szereg koncernów w krajach wysokorozwiniętych dysponuje dokumentami wewnętrznymi, które precyzują wymagania odnośnie komponentów SMiZ i/lub SNST i zabezpieczają inwestora nie tylko na okoliczność popełnienia błędów w skonfigurowaniu tych systemów, ale także na rzecz zabezpieczając przed ich nadmiernym różnicowaniem, a także mało wiarygodnymi dostawcami rozwiązań na rzecz zarządzania stanem technicznym. Niektóre z tych koncernów dysponują także dokumentami

- definiującymi zróżnicowane wymagania dla maszyn różnej krytyczności,
- formułującymi wymagania silniejsze niż wynikające z obowiązujących standardów (sic!).

W Polsce autorowi są znane jedynie dwa przedsiębiorstwa, które posiadają jakieś podstawowe dokumenty na w/w okoliczność. Oba te przedsiębiorstwa działają poza obszarem energetyki.

Podstawowe wymogi poprawnego wdrożenia SNST

i) Możliwie wcześniej winno dojść do uzgodnienia między inwestorem, a EPC odnośnie listy maszyn krytycznych które winny być wyposażone w SMiZ oraz włączone do systemu diagnostyki. Celowym jest także

uzgodnienie zasad określania krytyczności maszyn bowiem w trakcie realizacji projektu mogą pojawić się jakieś wcześniej pominięte w analizach agregaty, które winny być także kwalifikowane jako krytyczne.

Jeśli inwestor włączył do SIWZu załączniki opisujące zasady kwalifikacji maszyn do różnych grup krytyczności i załączniki opisujące sposób nadzoru tak różnie kwalifikowanych maszyn to EPC znajduje się w klarownej sytuacji bowiem wie z jakim wyposażeniem maszyny winny być dostarczane. Jeśli natomiast takie dokumenty nie były wcześniej przygotowane to winno dojść możliwie szybko do ich opracowania i obustronnego zaakceptowania.

ii) W SIWZie winna być przedstawiona wizja inwestora w zakresie typu systemu (lub widzianego przez niego akceptowanego zróżnicowania systemów) jaki przewiduje on dla planowanej inwestycji. Umożliwi to EPC formułowanie odpowiednich wymogów w stosunku do dostawców różnych maszyn.

iii) Przystępując do realizacji inwestycji należy dokonać uzgodnień w zakresie wyboru określonego (lub określonych) SMiZ. Jest to warunek konieczny celem zapewnienia płynnej realizacji kolejnych jej kroków w zakresie dostaw komponentów SNST. Producenci maszyn winni być poinformowani z jakiego zestawu czujników mogą korzystać przy wdrażaniu nadzoru drganiowego. Jest to potrzebne z tego względu, że nie każdy czujnik daje się podłączyć do każdego systemu monitorowania⁷. Decyzja co do finalnego wyboru typu SMiZ oraz minimalizacja jego zróżnicowania jest pomocna w bardziej optymalnej nadbudowie systemu diagnostyki, w który obligatoryjnie winny być wyposażone maszyny krytyczne.

iv) Turbozespół główny bloku energetycznego winien być dostarczony wraz z kompletem czujników oraz z kasetą/kasetami SMiZ, natomiast maszyny dostarczane przez poszczególnych dostawców winny posiadać zainstalowaną część obiektową systemu – aż do skrzynek obiektowych. SMiZ dla tych maszyn winny być nabyte przez jedną firmę. Stosowanie takiego modelu SMiZ, który umożliwi podłączenie do pojedynczej kasety dużej liczby czujników umożliwi agregację nadzoru kilku maszyn w pojedynczej kasecie co w konsekwencji minimalizuje liczbę połączeń międzysystemowych i w konsekwencji zwiększa niezawodność interfejsowania. Kasety SMiZ winny być interfejsowane w niezbędnym zakresie z DCS'em z zachowaniem zasad bezpieczeństwa cybernetycznego tak jak to jest opisane w certyfikacie Achillesa SMiZ. Połączenie kaset z serwerem diagnostyki najlepiej jest realizować w ramach dedykowanej sieci diagnostycznej.

Działania na rzecz testowania na obiekcie SMiZ oraz jego konfiguracji najlepiej jest realizować poprzez serwis producenta, natomiast interfejsowanie systemów winno być realizowane przy współpracy serwisów obu interfejsowanych systemów. Taka unifikacja systemu minimalizuje potrzebę posiadania dużego zestawu części zamiennych oraz ułatwia służbom automatyki nabycie wystarczająco dużej wprawy w posługiwaniu się systemem.

v) System diagnostyki winien być nabyty i dostarczony przez jedną firmę wraz z wszystkimi serwisami niezbędnymi dla jego uruchomienia. Uruchomienie systemu diagnostyki winno być zrealizowane na krótko przed rozpoczęciem próbnych rozruchów bloku. Należy rozważyć możliwość i dążyć (jeśli jest to możliwe) do uruchomienia systemu diagnostyki na serwerze wirtualnym. Rozwiązanie takie

⁷ Nawet w przypadku światowego lidera w zakresie dostaw SMiZ nie wszystkie czujniki znajdujące się w jego portfolio mogą być podłączone do każdego systemu monitorowania i zabezpieczeń jego produkcji. Bardziej uniwersalne w tym zakresie systemy cechują się na ogół słabszą autodiagnostyką części obiektowej.

zapewnia większą niezawodność i pewność działania systemu diagnostyki niż w przypadku jego uruchomieniu na serwerze dedykowanym pojedynczemu zadaniu.

Również serwer systemu diagnostyki winien być interfejsowany z DCS'em. Interfejsowanie SNST winno zapewniać synchronizację zegarów czasu we wszystkich kasetach do czasu w DCS blokowym, a także możliwość importu wybranych zmiennych procesowych oraz wybranych zmiennych środowiskowych co zwiększa efektywność działania systemu diagnostyki.

vi) Po przepracowaniu kilku miesięcy celowym jest przeprowadzenie tuningu skonfigurowania systemu diagnostyki. Jego konfiguracja pierwotna była możliwa w zakresie standardowym. Natomiast zgromadzona w czasie pracy systemu baza danych pomiarowych umożliwia jego lepszą konfigurację bowiem mogą być uwzględnione i skonfigurowane alarmy wynikające z charakterystyk dynamicznych zachowania się poszczególnych maszyn.

Zakończenie

W publikacji:

- i) sprecyzowano wymogi w zakresie systemu nadzoru wybranych maszyn krytycznych bloku oraz dla większości rodzajów pomiarów omówiono błędy popełniane przy formułowaniu tych wymogów w SIWZach;
- ii) sprecyzowano wymogi na okoliczność włączenia do systemu nadzoru bloku energetycznego maszyn pomocniczych oraz omówiono wybrane rozwiązania techniczne które w dalszym ciągu są rzadko wykorzystywane dla nadzoru tej grupy maszyn;
- iii) omówiono wymogi związane z bezpieczeństwem cybernetycznym SNST oraz typowe potrzeby na rzecz jego interfejsowania ze środowiskiem tzn. zarówno z innymi systemami bloku energetycznego / DCS jak i z systemem zarządzania majątkiem elektrowni i/lub koncernu energetycznego (tzn. z ERP, SAP, itp.).

Wykorzystywane skróty

DCS	- system automatyki typu rozproszonego
EPC	- firma budująca instalację, blok energetyczny itp.
OEM	- firma produkująca maszynę
O&G	- branża zajmująca się przetwórstwem ropy i gazu
PWZ	- pompa wody zasilającej
SCL	- Shaft Center Line ← rodzaj analizy diagnostycznej
SIWZ	- Specyfikacja Istotnych Warunków Zamówienia
SMiZ	- System Monitorowania i Zabezpieczeń
SNST	- System Nadzoru Stanu Technicznego
SP	- stopień średniego ciśnienia turbiny
UR	- Utrzymanie Ruchu
WNZ	- wyładowania niepełne
WP	- stopień wysokiego ciśnienia turbiny

Autor: dr inż. Ryszard Nowicki,
Oddział Bentley Nevada Polska,
ul. Myśluborska 62,
60-432 Poznań,
E-mail: Ryszard.Nowicki@bentley.com

LITERATURA

- [1] A. Starr A.G., Rao B.K.N., *Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management*, ELSEVIER Science Ltd., 2001
- [2] API Standard 670, *Machinery Protection Systems*, 5th edition, November 2014.
- [3] ISO20816:2016, *Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration Part 1: General guidelines*
- [4] Nowicki R., Miałkowski P, *Wykorzystanie charakterystyki SCL w diagnostyce maszyn łożyskowych ślizgowo*, Inżynieria i UR, Nr 2 (119) 03-04 2017, 66 – 79
- [5] Nowicki R., *Pomiary temperatury łożysk (cz.II): szczegóły dotyczące poprawności instalacji czujników*, Inżynieria i UR Zakładów Przemysłowych, Nr 4, 07-08 2016, 64-75
- [6] Nowicki R., *Pomiary temperatury łożysk (cz.III): podłączenie czujników temperatury do systemów nadzoru stanu technicznego*, Inżynieria i UR Zakładów Przemysłowych, Nr 5, 09-10 2016, 78 – 81
- [7] *Temperature Measurements for Bearing Condition Monitoring*, Application Note GEA32998 (5/2017)
- [8] ISO/TR 19201:2013 *Mechanical vibration - Methodology for selecting appropriate machinery vibration standards*
- [9] Nowicki R., *Pomiary drgań bezwzględnych wirników*, XII Konferencja Energetyki, Szczyrk, 2001, 219-228
- [10] Ziomek M., *Kontrola i obsługa ścieżek pomiarowych*, Inżynieria i UR Zakładów Przemysłowych, Nr 5, 09-10 2016
- [11] *Turbine Supervisory Instrumentation (TSI) Application Guide*, GEA31795 (05/2015)
- [12] Nowicki R., *Nadobroty: skutki, systemy detekcji i zabezpieczenia*, Napędy i Sterowanie Nr 10, 2015, 86 – 100
- [13] Nowicki R., *Kontrola stanu technicznego sprzętów hydrokinetycznych*, Służby UR Styczeń – Luty 2017, 18-24
- [14] Nowicki R.: *Monitorowanie On Line stanu technicznego izolacji silników indukcyjnych*, Napędy i Sterowanie Nr 5, 2014, 84-98
- [15] SONG J., Nowicki R., Duyar A.: *Sprzętowe rozpoznawanie anomalii pracy agregatów napędzanych silnikami elektrycznymi*, Napędy i Sterowanie Nr 1, 2014, str. 96-106
- [16] Nowicki R., Bate M.: *Programowe rozpoznawanie anomalii pracy agregatów napędzanych silnikami elektrycznymi*, Napędy i Sterowanie Nr 12, 2013, str. 24-31
- [17] Nowicki R., *Ku lepszemu: Możliwości systemowe w utrzymaniu ruchu – cz. 2 z 2*, Chemia Przemysłowa 4-5/2015, 76 – 82
- [18] Nowicki R., *Problemy bezpieczeństwa cybernetycznego w zakresie stosowania SNST majątku produkcyjnego*, Napędy i Sterowanie Nr 7/8, 2016, 106-116