



***WYMAGANIA OGÓLNE BUDOWY NOWYCH I MODERNIZACJI
INSTALACJI PRODUKCYJNYCH W BRANŻY PIA – ZAŁĄCZNIKI
TECHNICZNE DO KONTRAKTÓW***

TRZEBINIA, 05 MARCA...2018

KARTA REWIZJI

Lp.	Dokument	Data	Rewizja			
			1	2	3	4
1	Wymagania ogólne budowy nowych i modernizacji instalacji produkcyjnych w branży PiA – załączniki techniczne do kontraktów	05.03.2018	x			

Lp.	Załączniki	Data	Rewizja			
			1	2	3	4
A1	Specyfikacja wykonana z natury dla elektrycznych urządzeń pomiarów i automatyki w wykonaniu przeciwwybuchowym	05.03.2018	x			
A2	Wykaz certyfikatów dla urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym w branży PiA	05.03.2018	x			
B	Zakres i organizacja projektu technicznego	05.03.2018	x			
C	Zakładowe wytyczne do opracowania kodów nazw zmiennych rzeczywistych analogowych i cyfrowych	05.03.2018	x			
D	Wymagania techniczne dla pieców technologicznych	05.03.2018	x			
E	Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.	05.03.2018	x			
F	Lista producentów i dostawców branży PiA akceptowanych przez ORLEN POŁUDNIE S.A.	05.03.2018	x			
G	Instrument Index	05.03.2018	x			
H	Zabezpieczenie pomieszczenia analizatorów	05.03.2018	x			
I	Wymagania w zakresie odbiorów materiałów	05.03.2018	x			

SPIS TREŚCI

1.	WPROWADZENIE	6
1.1	OGÓLNE WYMAGANIA TECHNICZNE	6
1.1.1	Zakres	6
1.1.2	Normy i Przepisy	6
1.1.3	Definicje	7
1.1.4	ORGANIZACJE CERTYFIKUJĄCE	8
1.1.4.1	Aparatura branży pomiarów i automatyki podlegająca certyfikacji jako urządzenie ciśnieniowe	8
1.1.4.2	Aparatura branży pomiarów i automatyki podlegająca certyfikacji jako urządzenia przeznaczone do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem	9
1.1.4.3	Wymagania dotyczące Dokumentacji Ex i dopuszczenia do eksploatacji	10
1.1.4.4	Zasady wykonywania specyfikacji Ex	10
1.1.4.5	Wymagania w zakresie odbiorów materiałów	11
2.	Aparatura obiektowa i systemy sterowania	12
2.1	Wymagania techniczne dla aparatury obiektowej oraz systemów sterowania	12
2.1.1	Wstęp	12
2.1.2	Struktura Ogólna	12
2.1.3	Ogólne wymagania projektowe	12
2.1.4	Standardowe sygnały pomiarów i automatyki	16
2.1.5	Ochrona przepięciowa	17
2.1.6	Ochrona przeciwporażeniowa	17
2.2	Aparatura obiektowa	17
2.2.1	Montaż aparatury na obiekcie	17
2.2.2	Pomiary przepływu	19
2.2.2.1	Zwężki pomiarowe	19
2.2.2.2	Przepływomierze wirowe (Vortex)	20
2.2.2.3	Przepływomierze masowe	21
2.2.2.4	Przepływomierze dla ciał sypkich i proszków	21
2.2.2.5	Rotametry	21
2.2.2.6	Lokalne wskaźniki przepływu	21
2.2.2.7	Inne urządzenia do pomiaru przepływu	22
2.2.3	Pomiary poziomu	22
2.2.3.1	Przetworniki poziomu	22
2.2.3.2	Wibracyjne sygnalizatory poziomu	23
2.2.3.3	Poziomowskazy	23
2.2.3.4	Inne urządzenia do pomiaru poziomu	24
2.2.4	Pomiary ciśnienia	24
2.2.4.1	Manometry	24
2.2.4.2	Elektroniczne przetworniki ciśnienia oraz różnicy ciśnień	24
2.2.4.3	Sygnalizatory ciśnienia	25
2.2.5	Pomiary temperatury	26
2.2.5.1	Lokalne pomiary temperatury	26
2.2.5.2	Termopary oraz czujniki rezystancyjne (RTD)	26
2.2.5.3	Ośłony termometryczne (termoosłony)	26
2.2.5.4	Przetworniki temperatury	27
2.2.6	Analizatory	27
2.2.7	Pomieszczenie analizatorów	28

2.2.8	Zawory regulacyjne	31
2.2.9	Zawory odcinające ON-OFF	32
2.2.10	Zawory elektromagnetyczne	33
2.2.11	Przetworniki elektropneumatyczne (I/P) (w przypadku zastosowania)	34
2.2.12	Panel wskaźników lokalnych	34
2.2.13	Lokalne panele sterownicze i akcesoria	34
2.2.14	Kable do aparatury PiA	35
2.2.15	Skrzynki złączne	36
2.2.16	Koryta kablowe oraz ich prowadzenie	37
2.2.17	Szafki ochronne	38
2.2.18	Wagi	38
2.2.19	Zbiornik buforowy powietrza PiA	38
2.3	Bilans instalacji	39
2.3.1	Urządzenia pomiarowe stosowane w pomiarach bilansowych	39
3.	Standardy Komputerowych Systemów Monitorowania, Sterowania i Zabezpieczeń Instalacji Produkcyjnych i Ekspedycyjnych Zakładów ORLEN POŁUDNIE S.A.	
3.1	41 Podstawa i cel opracowania standardów	41
3.2	Zakres obowiązywania	41
3.3	Odstępstwa	41
4.	Sterownia i pomieszczenia szaf sterowniczych automatyki i pomiarów	42
4.1	Wymagania montażowe sterowni i pomieszczeń szaf sterowniczych	42
4.2	Podstawowe urządzenia PiA stanowiące wyposażenie sterowni i pomieszczeń technicznych	43
4.3	Szafa przekaźników pośredniczących	43
5.	Systemy monitorowania i sterowania (DCS)	45
5.1	Akwizycja i przetwarzanie sygnałów wejściowych/wyjściowych	45
5.2	Synchronizacja czasu	48
5.3	Wizualizacja procesów	48
5.4	Diagnostyka i alarmowanie	50
5.5	Historyzacja i archiwizacja	51
5.6	Raportowanie	51
5.7	Redundancja i bezprzerwowa praca	52
5.8	Skalowalność	53
5.9	Nadmiarowość	53
5.10	Wydajność	53
5.11	Kopie zapasowe	54
5.12	Licencjonowanie	55
5.13	Gwarancja	55
5.14	Dane uwierzytelniające	56
6.	Sterowniki PLC (z wyłączeniem systemu ESD)	57
6.1	Wymagania wobec elementów sprzętowych	57
6.2	Wymagania wobec elementów programowych	58
6.3	Synchronizacja czasu	59
6.4	Redundancja i bezprzerwowa praca	59
6.5	Gwarancja	59
7.	Systemy zabezpieczeń ESD	61
7.1	Klasyfikacja SIL i implementacja funkcji blokadowych	61
7.2	Wymagania odnośnie projektowania i wykonawstwa systemów bezpieczeństwa	62
7.3	Gwarancja	66
8.	Systemy powiązane	68

8.1	Hardwarowy system alarmowania-pulpit alarmowy	68
8.2	System monitoringu pożarowego.....	68
8.3	System monitoringu gazów palnych i toksycznych	68
8.4	System monitoringu maszyn.....	69
8.5	System zarządzania zasobami sprzętowymi (AMS)	73
8.6	Systemy antypompażowe.....	74
9.	Wymagania dla dostawcy systemu APC w zakresie współpracy z systemem DCS.....	76
10.	Komunikacja z systemami zewnętrznymi	77
10.1	Komunikacja z systemami zabezpieczenia maszyn (MMS)	77
10.2	Komunikacja z systemami kontroli obszaru elektroenergetyki (NRB).....	78
10.3	Systemy informatyczny zakładu (PI).....	78
10.4	Systemy zarządczo-analityczne AMS	79
11.	Współpraca z systemami wspomagającymi	80
11.1	Systemy antywirusowe	80
11.2	Systemy zarządzania łątami.....	81
11.3	Serwer DNS	81
11.4	Zarządzanie kopiami zapasowymi (backupy)	82
12.	Kontrola dostępu do systemów automatyki oraz systemów operacyjnych	83
12.1	Zarządzanie sesjami.....	83
12.2	Zarządzanie hasłami	83
12.3	Użytkownicy i grupy użytkowników	84
13.	Zdalny dostęp do <i>Systemu</i>	85
14.	Bezpieczeństwo fizyczne i środowiskowe	86
14.1	Ochrona przed nieautoryzowanym dostępem.....	86
14.2	Ochrona przed zagrożeniem pożarem.....	86
14.3	Zasilanie elektryczne	86
14.4	Utrzymywanie temperatury i wilgotności	87
14.5	Ochrona przed zalaniem wodą	87
14.6	Wibracje	88
14.7	Środowisko agresywne.....	89
15.	Wytyczne dla przeprowadzania odbiorów urządzeń	92
15.1	Wytyczne dla przeprowadzania odbioru FAT (Factory Acceptance Test) u Wytwórcy ...	92
15.2	Wytyczne dla przeprowadzania odbioru SAT (Site Acceptance Test).....	93
16.	Zakres dostaw.....	95
16.1	Dokumentacja techniczna	95
16.2	Aparatura obiektowa.....	95
16.3	Wyposażenie sterowni i pomieszczenia szaf sterowniczych	96

1. WPROWADZENIE

Dokument ten określa podstawowe wymagania techniczne w zakresie branży automatyki i pomiarów i powinien stanowić wytyczne projektowe i/lub wykonawcze obowiązujące: Realizatora, Służby Dozoru, Inwestycyjne, Służby zaopatrzenia ORLEN POŁUDNIE S.A., itp. /określone mianem Kupującego/ oraz będące stroną umowy: Biura Projektowe, Firmy Wykonawcze lub inne Obce firmy /określone mianem Kontraktora/ podczas prowadzenia prac w zakresie budowy nowych instalacji i obiektów technologicznych, modernizacji, prac odtworzeniowych realizowanych na terenie ORLEN POŁUDNIE S.A.

Na podstawie tego dokumentu Kontraktor powinien ustalić z użytkownikiem szczegółowe założenia (zakres prac projektowych, realizacyjnych, itp.) i potwierdzić je stosowną notatką służbową podpisaną przez obie strony. Odpowiedzialnym za dokonanie ustaleń jest Kontraktor.

1.1 OGÓLNE WYMAGANIA TECHNICZNE

1.1.1 Zakres

Wymagania techniczne branży Pomiarów i Automatyki:

- standardy techniczne – rozwiązania techniczne przyjęte przez branżę PiA ORLEN POŁUDNIE S.A.
- Zasady współdziałania pomiędzy uczestnikami procesu inwestycyjnego a PUM.

Wszystkie zagadnienia w zakresie branży PiA nie ujęte w tym dokumencie dotyczące przedmiotu kontraktu podlegają uregulowaniom zawartym w polskich przepisach i normach przedmiotowych lub uregulowaniom wewnętrznym ORLEN POŁUDNIE S.A. Wszystkie odstępstwa od wymagań technicznych zawartych w tym dokumencie muszą być uzgodnione i pisemnie zaakceptowane przez ORLEN POŁUDNIE S.A.

Opracowanie obejmuje ogólne wymagania dla projektowania i modernizacji urządzeń automatyki obiektowej, układów sterowania DCS, układów zabezpieczeń ESD oraz innych systemów monitorujących.

Opracowanie ma zastosowanie do sporządzania zapytań ofertowych, kontraktów, umów dla przedsięwzięć inwestycyjnych i modernizacyjnych w zakresie wymagań technicznych branży PiA.

1.1.2 Normy i Przepisy

Projektowanie oraz wykonawstwo urządzeń, systemów oraz układów sterowania powinno spełniać wymagania polskiego prawa, dyrektyw unijnych, norm i przepisów oraz niniejszego opracowania uwzględniając je jak następuje:

- Ustawy RP – ustawy oraz rozporządzenia Rady Ministrów RP
- Dyrektywy Unii Europejskiej
- PN (PN EN) – POLSKIE NORMY (Polskie Normy zharmonizowane z normami Unii Europejskiej)
- CEN/CENELEC – Europejski Komitet Normalizacyjny / Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki.
- IEC – Międzynarodowy Komitet Elektrotechniki (International Electrotechnical Commission).

ORLEN POŁUDNIE S.A. PUM	Wymagania ogólne budowy nowych i modernizacji instalacji produkcyjnych w branży PiA – załączniki techniczne do kontraktów
------------------------------------	--

Lista norm i przepisów ORLEN POŁUDNIE S.A. znajdują się w załączniku „E” do niniejszego dokumentu: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”.

W przypadku, gdyby Kontraktor chciał zastosować jakąś normę, przepis lub standard, który nie występuje na liście z załącznika, należy to każdorazowo uzgodnić z Inwestorem.

Wymagane jest, aby zawsze uwzględniać zapisy ostatniej, najbardziej aktualnej edycji norm lub przepisów. Wykaz norm będzie aktualizowany przez Dział PUM.

1.1.3 Definicje

Awaria	Utrata zdolności <i>Systemu</i> do poprawnego działania.
Diagnostyka	Funkcjonalność urządzenia pozwalająca na sprawdzenie poprawności jego działania.
Dział PUM	Utrzymanie Ruchu i Zarządzanie Majątkiem ORLEN POŁUDNIE S.A.
Specyfikacja techniczna	Specyfikacja zakresu dostaw i usług.
Dostawca	Firma, która otrzymała zlecenie na dostawę materiałów lub realizację usług określonych w dokumentacji zakupowej.
Jednostka niezależna	Osoba lub organizacja odrębna od procesu projektowania i wykonawstwa systemu bezpieczeństwa będącego przedmiotem oceny bezpieczeństwa funkcjonalnego, posiadająca niezbędne do tego kwalifikacje i doświadczenie.
Kopia zapasowa	Duplikat pliku, katalogu lub całego nośnika danych, utworzony na wypadek uszkodzenia lub utracenia zawartości oryginału.
Licencja	Umowa zezwalająca na korzystanie z danego systemu określająca m. in. zakres, czas i miejsce jego użytkowania.
MOS, POS	Ręcznie ustawiane sygnały omijające blokady systemów bezpieczeństwa w celach serwisowych (MOS) lub rozruchowych (POS).
Oferent	Strona składająca propozycję na dostarczenie produktu lub usługi zgodnej z otrzymaną dokumentacją zakupową i standardami ORLEN POŁUDNIE
PLC	(Programmable Logic Controller) Programowalne urządzenie elektroniczne, którego celem jest sterowanie pracą maszyn / linii produkcyjnych / instalacji technologicznych.
RRF	Risk Reduction Factor (Współczynnik Redukcji Ryzyka)
SIF	Safety Instrumented Function. Funcja bezpieczeństwa, realizowana poprzez wdrażanie odpowiednich systemów bezpieczeństwa. Dla każdej funkcji SIF zdefiniowany jest poziom SIL.

ORLEN POŁUDNIE S.A. PUM	Wymagania ogólne budowy nowych i modernizacji instalacji produkcyjnych w branży PiA – załączniki techniczne do kontraktów
------------------------------------	--

Inwestor	Orlen Południe S.A.
SIL	Safety Integrity Level (Poziom Nienaruszalności Bezpieczeństwa) – poziom wyrażany w wartości całkowitej od 1 do 4, służący określeniu wymagań wobec systemów realizujących funkcje bezpieczeństwa. Najwyższa wartość SIL = 4, odpowiada największemu wymaganemu poziomowi nienaruszalności bezpieczeństwa.
System DCS	(Distributed Control System) całość zespołu elementów sprzętowych i programowych wymaganych dla sterowania i kontroli procesów przemysłowych objętych systemem. W skład systemu wchodzi: kontrolery, moduły wejść/wyjść, karty komunikacyjne, serwery, stacje operatorskie, systemy operacyjne, oprogramowanie realizujące sterowanie, wizualizację i archiwizację, sterowniki komunikacyjne oraz wszystkie inne elementy niezbędne do realizacji funkcji wymaganych od danego systemu.
System ESD	(Emergency Shutdown System) układ blokadowy i zabezpieczający w sterowaniu przemysłowym, który pozwala bezpiecznie zatrzymać proces na wypadek awarii
Systemy	Komputerowe systemy monitorowania, sterowania i zabezpieczeń instalacji produkcyjnych.
Usterka	Utrata zdolności jednego z elementów <i>Systemu</i> do poprawnego działania.
Wada nieusuwalna	Usterka lub awaria, której usunięcie jest niemożliwe bez wymiany wadliwego elementu.

1.1.4 ORGANIZACJE CERTYFIKUJĄCE

Aparatura branży pomiarów i automatyki może podlegać certyfikacji jako:

- urządzenia ciśnieniowe
- urządzenia przeznaczone do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem
- urządzenia przeznaczone do pracy w systemach bezpieczeństwa (certyfikacja SIL)

1.1.4.1 Aparatura branży pomiarów i automatyki podlegająca certyfikacji jako urządzenie ciśnieniowe

Do aparatury branży pomiarów i automatyki podlegającej certyfikacji jako urządzenia ciśnieniowe należą urządzenia zamontowane bezpośrednio na rurociągach i aparatach zakwalifikowanych jako ciśnieniowe. Dotyczy to zaworów regulacyjnych, odcinających, regulatorów bezpośredniego działania, termoosłon czujników termometrycznych oraz przepływomierzy.

Zawory odcinające zamontowane na króćcach dla aparatury pomiarowej są ujęte w projekcie branży mechanicznej.

Do urządzeń ciśnieniowych ma zastosowanie „DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY nr 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 roku w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych”, która to zastępuje wytyczne dyrektywy 97/23/WE.

Adresatami nowej dyrektywy PED są producenci, importerzy i dystrybutorzy urządzeń ciśnieniowych i zespołów o najwyższym dopuszczalnym ciśnieniu przekraczającym 0,5 bara, w szczególności:

- zbiorników i rurociągów przeznaczonych do gazów, skroplonych gazów, gazów rozpuszczonych pod ciśnieniem, par i cieczy o określonych parametrach
- opalanych lub inaczej ogrzewanych urządzeń ciśnieniowych
- osprzętu zabezpieczającego i ciśnieniowego przeznaczonego dla ww. urządzeń.

Zmiany wprowadzone przez dyrektywę 2014/68/UE dotyczą m.in.:

- klasyfikacji urządzeń ciśnieniowych wg rosnącego poziomu bezpieczeństwa zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 1272/2008
- zakresu obowiązków poszczególnych podmiotów gospodarczych w łańcuchu dostaw i dystrybucji urządzeń ciśnieniowych (producent, dystrybutor, importer)
- ogólnych i szczegółowych wymagań dotyczących bezpieczeństwa, które muszą zostać spełnione przez urządzenia ciśnieniowe
- systemu identyfikowalności urządzeń ciśnieniowych lub zespołów w całym łańcuch dostaw
- zasad stosowania oznakowania CE na urządzeniach ciśnieniowych.

Dla wszystkich urządzeń mających kontakt z medium wymagany jest certyfikat materiałowy 3.1 zgodnie z EN 10204.

1.1.4.2 Aparatura branży pomiarów i automatyki podlegająca certyfikacji jako urządzenia przeznaczone do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem

Wyposażenie PiA zlokalizowane w przestrzeniach zagrożonych wybuchem podlegające certyfikacji:

- przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień
- przetworniki poziomu
- przepływomierze
- przetworniki R/I w pomiarach temperatury
- czujniki temperatury
- analizatory
- pomieszczenia analizatorów
- siłowniki i ustawniki zaworów zdalnie sterowanych
- zawory elektromagnetyczne
- sygnalizatory
- inteligentne pozycjonery
- wyłączniki krańcowe (krańcówki)
- systemy monitoringu maszyn
- urządzenia automatyki w systemach przewietrzania silników elektrycznych
- aparatura stowarzyszona (separatory galwaniczne, karty WE/WY)
- komponenty/podzespoły (skrzynki złączne wraz z wyposażeniem, szafki pomiarowe, wpusty kablowe, zaślepki i redukcje itp.)
- oraz inne urządzenia branży PiA stanowiące wyposażenie instalacji

Do wytwarzania i eksploatacji urządzeń przeznaczonych do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem ma zastosowanie „DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY nr 2014/34/UE z dnia 26 lutego 2014 roku w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw

członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej. Do certyfikacji tych urządzeń uprawnione są wszystkie organizacje, które znajdują się na liście jednostek notyfikowanych opublikowanej w Dzienniku Urzędowym Wspólnot Europejskich.

1.1.4.3 Wymagania dotyczące Dokumentacji Ex i dopuszczenia do eksploatacji

W celu otrzymania opinii dopuszczającej elektryczne urządzenia PiA do eksploatacji w strefach zagrożonych wybuchem wykonawca zobowiązany jest po zakończonym montażu lub w jego trakcie, w terminie min 2 tygodnie od daty planowanego odbioru końcowego inwestycji przedstawić (dostarczyć) do Działu Utrzymanie Ruchu i Zarządzenia Majątkiem (PUM) następującą dokumentację:

- pismo przewodnie o wykonanie sprawdzenia i zaopiniowanie dokumentacji Ex, wystawione, podpisane przez Inwestora lub zlecającego wykonanie prac montażowych;
- dokumentację projektową, w tym schematy obwodowe urządzeń PiA;
- kalkulację obwodów iskrobezpiecznych dla poszczególnych grup obwodów PiA;
- protokoły z pomiarów parametrów RLC kabli obwodów iskrobezpiecznych;
- specyfikację elektrycznych urządzeń PiA w wykonaniu przeciwwybuchowym wykonaną z natury wg wzorów obowiązujących w ORLEN POŁUDNIE S.A. w branży PiA;
- wykaz certyfikatów dla urządzeń ujętych w dokumentacji Ex;
- komplet certyfikatów Ex i deklaracji zgodności WE wykonania przeciwwybuchowego (Ex);
- aktualną klasyfikację stref zagrożonych wybuchem;
- dla urządzeń w obudowie ciśnieniowej Ex p według normy PN-EN 60079-2:2015-02 wymagany jest protokół z wykonanych prób funkcjonalnych prawidłowego zadziałania blokad od przedmuchu urządzenia Ex p podczas próby celowego rozszczelnienia tej obudowy. Wymagane jest uczestnictwo inspektora branży PiA podczas wykonywania prób funkcjonalnych systemu przedmuchu;
- ewentualnie inną niezbędną dokumentację oraz dokumentację DTR (w języku polskim).

Weryfikacja i dopuszczenie do eksploatacji urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym będą przeprowadzone przez specjalistów branży Automatyki i Elektryki z Działu PUM oraz pracowników służb elektrycznych spółki Energomedia (Zakład Trzebinia) z uwagi na podpisane umowy obustronne.

1.1.4.4 Zasady wykonywania specyfikacji Ex

Specyfikację elektrycznych urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym (Ex) w branży PiA należy wykonywać wg poniższych wytycznych:

- Kontraktor winien sporządzić specyfikację elektrycznych urządzeń PiA w wykonaniu przeciwwybuchowym. Powyższa specyfikacja powinna być wykonana na etapie projektowania jako jeden ze składników projektu technicznego, a następnie korygowana w trakcie realizacji projektu. Kolejne rewizje specyfikacji muszą podlegać weryfikacji zespołu PUM.
- Specyfikacja Ex przekazana do opiniowania musi być uzupełniona o zmiany w trakcie realizacji projektu i uwzględniać aktualny stan aparatury zamontowanej na obiekcie.

1.1.4.5 Wymagania w zakresie odbiorów materiałów

Odbiór materiałów i zadań związanych z realizacją TA (Turnaround) powinny być uzgodnione i zaplanowane przez zamawiającego i muszą przebiegać w obecności odpowiednich specjalistów branżowych - całość opisana jest w załączniku I: „Wymagania w zakresie odbiorów materiałów”.

2. Aparatura obiektowa i systemy sterowania

2.1 Wymagania techniczne dla aparatury obiektowej oraz systemów sterowania

2.1.1 Wstęp

Poniższy dokument definiuje wymagania techniczne dotyczące automatyki i sterowania dla instalacji produkcyjnych, pomocniczych.

Wszystkie zawarte w tym dokumencie wymagania techniczne, normy przedmiotowe, standardowe rysunki i/lub formatki muszą być respektowane przez Kontraktora w ramach realizowanego zadania. Wszelkie odstępstwa muszą być uzgodnione w formie pisemnej z zamawiającym (ORLEN POŁUDNIE S.A.).

2.1.2 Struktura Ogólna

Urządzenia PiA oraz systemy sterowania i zabezpieczeń w modernizowanej/nowo budowanej instalacji muszą być zgodne z obowiązującymi normami i przepisami prawnymi dotyczącymi przemysłu chemicznego oraz powinny prezentować aktualny stan rozwoju nauki i techniki w tej dziedzinie.

Aparatura PiA, systemy sterowania/zabezpieczeń/monitoringu muszą być zlokalizowane w oddzielnym klimatyzowanym pomieszczeniu technicznym i być oddzielone od wyposażenia branży elektrycznej. Sterownia oraz pomieszczenie szaf sterowniczych powinny być zlokalizowane o ile to możliwe w jednym budynku.

Podstawowa struktura wyposażenia PiA instalacji składa się z:

- Systemu sterowania DCS
- Systemu zabezpieczeń ESD (BMS/SIS) realizowanego z użyciem certyfikowanych sterowników PLC
- Systemu monitoringu gazów palnych i toksycznych GDS
- Systemu monitoringu pożarowego PDS
- Systemu monitoringu maszyn MMS
- Systemu antypompażowego
- Systemu diagnostycznego aparatury obiektowej
- Dedykowane sterowniki PLC dostarczane w ramach pakietów
- Aparatury obiektowej

2.1.3 Ogólne wymagania projektowe

- Aparatura obiektowa oraz systemy sterowania i zabezpieczeń muszą być zaprojektowane zgodnie z normami i przepisami prawnymi zawartymi w rozdziale 1.1.2, projektem bazowym oraz z wymaganiami Inwestora zawartymi w niniejszym opracowaniu

- Przyjęte struktury sterowania muszą być tak zaprojektowane, aby uzyskać niezawodne funkcjonowanie, łatwość obsługi, niskie koszty obsługi (utrzymania ruchu) i maksymalne bezpieczeństwo techniczne przy niskich nakładach. Projekt, struktury systemu pomiarów i automatyki oraz wyposażenie muszą spełniać poza tym następujące wymagania:
 - Ciągła praca w okresach między remontami. Długość tego okresu jest zależna od obiektu
 - Przyjęty czas trwania remontu instalacji
 - Parametry robocze instalacji / procesu
- Niżej wymienione zagadnienia nie wchodzą w skład projektu technicznego branży PiA i powinny być ujęte w projekcie innych branż:
 - Zasuwy by-passowe montowane przy zaworach regulacyjnych oraz przepływomierzach
 - By-passy oraz punkty poboru próbek na aparatach i rurociągach
 - Zawory bezpieczeństwa
 - Ogrzewanie parowe/elektryczne
 - Przyłącza procesowe wraz z pierwszym odcięciem dla urządzeń aparatury obiektowej
 - Zawory z napędem elektrycznym
- Wszystkie materiały zastosowane w przyrządach pomiarowych i akcesoriach muszą być dobrane do warunków procesowych i otoczenia.
- Urządzenia obiektowe branży PiA przeznaczone do zabudowy na instalacjach produkcyjnych ORLEN POŁUDNIE S.A. muszą być przystosowane do pracy w zakresie temperatur otoczenia od min. -29°C do +40°C.
- Linia podziału branż pomiędzy PiA a branżą mechaniczną przebiega na wszystkich pierwszych zaworach odcinających zakończonych kołnierzem zaślepiającym. Dotyczy to wszystkich rurociągów procesowych oraz rurociągów mediów energetycznych, zbiorników, kolumn i aparatów, na których realizowane będą pomiary przypyływu, poziomu, ciśnienia, analiz itp. Dla pomiaru temperatur króciec powinien być zakończony termoosłoną z zaślepionym gwintem do montażu termoelementu. Wszystkie zawory odcinające i spustowe powinny być ujęte w projekcie branży mechanicznej. Montaż czujników i aparatury pomiarowej zabudowanej bezpośrednio w linii rurociągu powinien być również ujęty w projekcie branży mechanicznej. Montaż pochw termometrycznych oraz termopar stykowych (do pomiaru temperatury ścianek rurociągów) należy ująć w branży mechanicznej. Nadzór nad montażem czujników temperatury przewidzieć w branży PiA.
- Dla pomp procesowych sygnalizatory wartości procesowych (np. dla układu uszczelnień) powinny być ujęte w projekcie branży PiA. Podobnie inny osprzęt (np. pomiary temperatury łożysk). Wyjątek stanowią pomiary temperatury uzwojeń silników średniego napięcia (6-30kV), które muszą być ujęte w wytycznych branży elektrycznej. Zabezpieczenie systemów DCS, ESD, PLC przed średnim napięciem z uzwojeń silników należy realizować w systemie co najmniej dwustopniowego zabezpieczenia:
 - Zabezpieczenie podstawowe – realizowane przez producenta silnika;
 - Zabezpieczenie dodatkowe realizowane w strukturze obwodów pomiarowych;
- W trakcie prac projektowych stosować maksymalną standaryzację i unifikację zarówno aparatury obiektowej jak i wyposażenia szaf sterowniczych.
- Każde urządzenie PiA musi posiadać swobodny i bezpieczny dla obsługi dostęp w trakcie rozruchu i normalnej pracy instalacji.
- Wszystkie urządzenia w wykonaniu Ex posiadające zacisk uziemiający muszą być niezawodnie uziemione.

- Aparatura PiA przewidziana do pracy w obszarach zagrożonych wybuchem powinna być skonstruowana i dobierana zgodnie z dyrektywą Unii Europejskiej ATEX114 (2014/34/UE) i normami zharmonizowanymi z dyrektywą oraz aktualną klasyfikacją stref zagrożenia wybuchem.
- Preferowane są następujące wykonania przeciwwybuchowe aparatury obiektowej:
 - Ex i dla systemów sterowania i monitoringu
 - Ex d dla systemów zabezpieczeń ESD

W celu utrzymania wysokiego poziomu bezpieczeństwa na instalacjach zagrożonych wybuchem nie należy dobierać elektrycznych urządzeń PiA kategorii „II 3 GD, Gc(EPL)”, w tym urządzenia w wykonaniu Ex n” (przeznaczonych do stosowania w Strefie 2 lub 22) wykonanych zgodnie z normą:

PN-EN 60079-15	Atmosfery wybuchowe – Część 15: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą budowy typu „n” lub jej odpowiednikami.
----------------	---

Mimo występujących Strefy 2 i 22 zagrożenia wybuchem na instalacjach, elektryczną aparaturę PiA należy dobierać tak jak dla Strefy 1 i 21 i wymagania takie należy traktować jako minimalne.

Na instalacjach produkcyjnych ORLEN POŁUDNIE S.A. i Terminalach Paliw stosujemy tylko aparaturę o oznaczeniach według kategorii ATEX tzn:

II 1 G/D (EPL Ga)

II 1/2 G/D (EPL Ga/Gb)

II 2 G/D (EPL Gb)

dla urządzeń stowarzyszonych (izolacja galwaniczna i karty WE/WY)

II (1) G/D (EPL Ga)

II (2) G/D (EPL Gb)

- W przypadku stosowania aparatury Ex posiadającej multicertyfikację, bazowy projekt techniczny pętli pomiarowej (w tym karta doboru urządzenia – Data Sheet) musi jednoznacznie wskazywać wybrany rodzaj wykonania przeciwwybuchowego i być spójny z wybranym rodzajem wykonania przeciwwybuchowego przyrządu. Warunki techniczne zawarte w certyfikacie dla wybranego wykonania muszą odpowiadać warunkom i wymaganiom klasyfikacji stref zagrożenia wybuchem w miejscu zabudowy tego urządzenia.
- Dla wszystkich urządzeń Ex zabudowywanych w strefach zagrożenia wybuchem gazów i pyłów, nie należy stosować systemów rurowych zalewanych masą uszczelniającą oraz uszczelnianych masą wpustów kablowych.
- Urządzenia iskrobezpieczne Ex i należy zasilić przez separatory galwaniczne iskrobezpieczne lub karty WE/WY z cechą [Ex ia Ga] IIC. Nie należy stosować do separacji w obwodach iskrobezpiecznych barier na diodach Zenera.
- Wymagana dokumentacja dla urządzeń i komponentów Ex:
 - Dla aparatury w wykonaniu przeciwwybuchowym Ex muszą być dostarczone certyfikaty badania typu WE oraz deklaracje zgodności WE producenta.
 - Dla komponentów/podzespołów w wykonaniu przeciwwybuchowym Ex muszą być dostarczone certyfikaty badania typu WE oraz oświadczenia zgodności WE producenta.

Wszystkie certyfikaty i deklaracje/oświadczenia muszą być dostarczone w formie papierowej lub elektronicznej w języku polskim a, a w przypadku braku – w języku angielskim.

Certyfikaty badania typu WE muszą być wydane przez notyfikowane jednostki certyfikujące, które występują w dzienniku urzędowym UE.

Deklaracje/oświadczenia zgodności producenta WE muszą być wydane z aktualną datą oraz podpisane przez osoby kompetentne.

- Dokumenty Techniczno-Rozruchowe (DTR) dotyczące aparatury Ex muszą być dostarczone w języku polskim.

- Dokumentacja urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym w tym certyfikaty badania typu-UE i deklaracje zgodności UE wykonania przeciwwybuchowego powinny spełniać wymagania dyrektywy UE 2014/34/UE (ATEX 114) oraz Rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 poz.817.
- Aparatura zakwalifikowana jako ciśnieniowa powinna być zgodna z dyrektywą PED Unii Europejskiej nr 2014/68/UE oraz ustawą z 21 grudnia 2000r (dziennik Ustaw nr 122).
- Obliczenia zużycia powietrza PiA na instalacji powinny być wykonane ze współczynnikiem bezpieczeństwa 2.
- Dla aparatury pomiarowej zużywającej powietrze PiA będą przewidziane indywidualne reduktory ciśnienia wyposażone w manometry.
- Ze względów bezpieczeństwa inicjatory blokadowe będą tam gdzie to uzasadnione wyposażone w urządzenia detekcji uszkodzenia linii (LFD) bezpośrednio podłączone do PLC.
- W przypadku parametrów blokadowych przepływu, poziomu, ciśnienia i temperatury sygnały wyłączenia będą uzyskiwane z sygnałów analogowych podłączonych do systemu ESD (najczęściej sterownika PLC).
- Systemy zabezpieczeń-blokad ESD, w tym sterowników programowalnych PLC, mają spełniać wymagania standardów PN-EN 61508, PN-EN 61511. Określenie klasyfikacji SIL obwodów blokadowych - funkcji zabezpieczających automatyki musi być wykonane z uwzględnieniem macierzy ryzyka RRM i wszystkich konsekwencji strat: Zdrowia i Bezpieczeństwa Ludzi, Ekonomiczne (majątku i wartości produkcji), Środowiska. Musi zostać przeprowadzona także walidacja urządzeń.
- Aparatura obiektowa musi być zgodna z wymaganiami projektu bazowego.
- Układy blokadowe powinny być projektowane w oparciu o analizę SIL z uwzględnieniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa i wymaganego czasookresu testów/sprawdzeń układów.
- Wszystkie systemy pomiarów i automatyki będą zasilane z napięcia gwarantowanego 230VAC lub z redundantnego systemu zasilania 24VDC (wymagania odnośnie zasilania szaf dystrybucji mocy opisane w rozdziale 14.3).
- Sterowanie jednostek pakietowych tam, gdzie to możliwe powinno być realizowane w systemie DCS lub ESD, a w przypadku konieczności stosowania sterowników dedykowanych, należy spełnić wymagania podane w rozdziale 6.
- Ogrzewanie elektryczne dla urządzeń i układów branży PiA wchodzi w zakres uzgodnień, prac projektowych i dostaw branży elektrycznej.
- Urządzenia PiA muszą być zabezpieczone przed niekorzystnym wpływem warunków atmosferycznych i otoczenia.
- Dla wszystkich urządzeń i komponentów PiA w tym urządzeń zabudowywanych w strefach zagrożenia wybuchem gazów – stopień ochrony zapewniany przez obudowy musi wynosić min. IP54 – preferowany jest jednak możliwie jak najwyższy stopień ochrony przed wnikaniem ciał stałych i wody.
Dla urządzeń i komponentów PiA zabudowywanych w strefach zagrożenia wybuchem pyłów – stopień ochrony zapewniany przez obudowy musi wynosić min. IP65
- Wszystkie trasy i króćce spustowe zabezpieczone zaślepką kołnierzową lub metalowym korkiem zaślepiającym
- Jednostki pomiarowe – domyślnie należy stosować układ jednostek SI.

Dodatkowo dla pewnych wielkości zaprezentowanych poniżej należy użyć jednostek jak określono w tabeli:

WIELKOŚĆ	JEDNOSTKA
temperatura	°C
czas	s; min; h; d; a
ciśnienie absolutne	MPa(a)
nadciśnienie	kPa(g)
próżnia	kPa
przepływ cieczy	m ³ /h; kg/h
przepływ gazów	m ³ /h; kg/h
przepływ ciał stałych	kg/h
przepływ pary	kg/h
ciepło	kJ
moc	kW; VA
współczynnik przewodzenia ciepła	kW/(m ² °C)
lepkość	cP
wszystkie wymiary urządzeń i długości rur	mm
średnice rur	cale
średnice rurek wymiennikowych	mm
wymiary placu zabudowy	mm
powierzchnia	ha
masa	t; kg
strumień masy	t/h; Nm ³ /h
objętość cieczy	m ³
objętość gazów rzeczywista	m ³
objętość gazów w warunkach normalnych	Nm ³ w 0°C i 0,1013MPa(a)
gęstość ciał stałych	kg/m ³
wymiary króćców	cale
napięcie powierzchniowe	dyna/cm
ciśnienie akustyczne	dB(A)
moc akustyczna	dB(A)
prędkość	m/s
stężenie	ppm; vppm; %obj.; %mas.

2.1.4 Standardowe sygnały pomiarów i automatyki

- Standardowy sygnał pneumatyczny – 20kPa do 100kPa.
- Standardowy sygnał dla przetworników elektronicznych oraz dla sygnałów wyjściowych dla celów sterowania: 4 do 20 mA DC w linii dwuprzewodowej 24V DC. Nie dotyczy to termopar, rezystancyjnych czujników temperatury oraz innych pomiarów specjalnych.
- Aparatura pomiarowa musi umożliwiać komunikację zgodnie ze standardami protokołu HART. Wymagana wersja protokołu HART minimum 7.
- Sygnały binarne 24 V DC
- Sygnały z krańcówek NAMUR

- Sygnały sterujące zaworami elektromagnetycznymi – generalnie 24V DC, a w uzasadnionych przypadkach (np. bardzo duża odległość) po uzyskaniu akceptacji służb PUM 230 V AC.
- Komunikacja szeregową zgodnie z wymaganiami w zakresie systemów sterowania i zabezpieczeń.
- W uzasadnionych przypadkach po uzgodnieniu z użytkownikiem dopuszcza się zastosowanie urządzeń bezprzewodowych (wireless HART)

2.1.5 Ochrona przepięciowa

W uzasadnionych przypadkach należy zastosować następujące elementy ochrony przepięciowej:

- Odgromniki,
- Ograniczniki przepięć (listwowe/obiektywne),

Elementy ochrony przepięciowej należy dobrać w zależności od stopnia zagrożenia wystąpienia przepięcia i zastosowanej aparatury.

2.1.6 Ochrona przeciwporażeniowa

Ochrona przeciwporażeniowa zgodnie z wytycznymi branży elektrycznej (szczegóły opisane w rozdziale 3.2.6 : „WYMAGANIA TECHNICZNE BRANŻY ELEKTRYCZNEJ”). Uziemienia urządzeń w pomieszczeniach sterowni oraz szaf sterowniczych opisane w rozdziale 4.1 niniejszego dokumentu.

2.2 Aparatura obiektowa

Wymagane jest stosowanie inteligentnych (typu Smart) przetworników pomiarowych oraz ustawników pozycyjnych. Zakres dostawy i rodzaj sprzętu musi być zaakceptowany przez właściwe służby techniczne branży automatyki (z listy producentów i dostawców akceptowanych przez ORLEN POŁUDNIE S.A.).

2.2.1 Montaż aparatury na obiekcie

- Weryfikacja parametrów urządzeń oraz w przypadku konieczności kalibracja wtórna bezpośrednio przed montażem. Dla urządzeń obiektowych wchodzących w skład obwodów blokadowych wymagana kalibracja wtórna przed montażem na obiekcie.
- Dla zaworów wymagane wykonanie testów funkcjonalnych oraz dla zaworów blokadowych testów szczelności.
- Przyrządy muszą być w metalowych obudowach, w standardowym wykonaniu producenta lub zgodnie ze standardem dostawcy. Aparatura obiektowa musi mieć uszczelnienia odporne na wpływy atmosferyczne. W uzasadnionych przypadkach urządzenia mające możliwość podglądu wartości mierzonej powinny być wyposażone w wizjer umożliwiający kontrolę.
- Przyrządy zabudowane na obiekcie muszą mieć stopień ochrony co najmniej IP54 (dla stref zagrożenia wybuchem gazów) lub co najmniej IP65 (dla stref zagrożenia wybuchem

pyłów). Preferowany jest jednak możliwie jak najwyższy stopień ochrony przed wnikaniem ciał stałych i wody. Obudowy dla aparatury zamontowanej na obiekcie muszą mieć konstrukcję o dużej wytrzymałości. Okablowanie musi być zabezpieczone przed możliwością uszkodzenia. Styki urządzeń przekaźnikowych muszą być zabezpieczone przed możliwością zaśniedzenia i utlenienia.

- Całe oprzyrządowanie musi być zainstalowane w miejscach, gdzie nie występują nadmierne drgania oraz działanie wysokich temperatur mogących spowodować uszkodzenia. Ponadto nie może być ono montowane pod odwodnieniami ani bezpośrednio nad odpowietrzeniami.
- Jeśli wymagana jest regulacja ręczna, przetwornik musi być wyposażony w dodatkowy wskaźnik, zamontowany blisko zaworu regulacyjnego tak, aby był widoczny ze stanowiska operatora przy ręcznym pokrętle zaworu. Każdy dodatkowy wskaźnik musi być oznakowany etykietą z numerem obwodu. W polu odczytowym przyrządu musi być naniesiony mnożnik oraz jednostki inżynierskie.
- Obejmy, uchwyty, wsporniki montażowe muszą być montowane do elementów stałych konstrukcji. W wyjątkowych sytuacjach mogą one być zamocowane do podłoża za pomocą kołków rozporowych lub przymocowane odpowiednimi elementami do rurociągów technologicznych. Wsporniki nie mogą być spawane do kolumn, zbiorników lub do rurociągów technologicznych.
- Należy unikać mocowania do gorących rurociągów. Jeśli jest to niemożliwe, to mocowanie należy odsunąć od rurociągów poprzez wykonanie odpowiedniej konstrukcji. W przypadku, kiedy temperatura rurociągów przekracza 150°C, należy zastosować podkładki izolujące z materiałów o odpowiednich właściwościach izolacyjnych umieszczone pomiędzy rurociągami i obejmą mocującą.
- Wszędzie gdzie to możliwe należy unikać mocowania konstrukcji wsporczych do betonowych ścian i słupów. W szczególnych przypadkach należy je mocować za pomocą kołków rozporowych, unikając jakichkolwiek uszkodzeń betonu.
- Kolektor zasilania pneumatycznego dla celów pomiarów i automatyki musi być wykonany z rur ocynkowanych skręcanych. Rozdzielacze sprężonego powietrza (dla 5 lub 10 punktów zasilania), powinny być umieszczone w miejscach łatwo dostępnych. Pomiędzy kolektorem, a rozdzielaczem musi być zawór odcinający. Rozdzielacze muszą być wyposażone w zawór drenażowy.
- Połączenie pomiędzy zaworami odcinającymi na rozdzielaczach a przyrządami powinno być wykonane z rurek ze stali nierdzewnej i ułożonych w korytkach kablowych. Rozdzielacze sprężonego powietrza oraz zawory odcinające muszą posiadać trwałe tabliczki opisowe. W trakcie prac montażowych należy stosować poniższe zalecenia:
 - Zaworki odcinające muszą posiadać dźwignię z opcją blokady lub dźwignię typu motylek
 - Unikać w miarę możliwości łączenia rurek ze stali nierdzewnej
 - Unikać redukcji przekroju rurek
 - Wszystkie połączenia skręcane muszą być uszczelnione taśmą teflonową
- Aparatura obiektowa zamontowana w strefie zagrożonej wybuchem musi być podłączona do systemu uziemiającego. Dotyczy to przetworników, skrzynek, połączeniowych, analizatorów, lokalnych pulpitów sterowniczych. Parametry uziemienia muszą spełniać wymagania dostawców aparatury PiA.
- Aparatura pomiarowa oraz rurki impulsowe – tam, gdzie jest to konieczne – muszą być ogrzewane przy użyciu elektrycznych taśm grzejnych lub w przypadku modernizacji istniejących instalacji, na których występuje ogrzewanie parowe, każdorazowo za zgodą użytkownika mogą być ogrzewane parowo (w zakresie branży mechanicznej). Sposób ogrzewania należy uzgodnić i dostosować do możliwości zabudowy na obiekcie danej

instalacji na etapie projektu technicznego. Elementy ogrzewane będą zaizolowane termicznie.

- Zasilanie elektryczne do celów grzewczych będzie doprowadzone z tablic rozdzielczych umieszczonych w rozdzielni elektrycznej nn. Obwody ogrzewania elektrycznego muszą mieć wyłącznik dwubiegunowy.
Montaż systemu ogrzewania elektrycznego musi być wykonany tak: aby przyrządy można było łatwo demontować bez uszkodzenia elementów ogrzewania. System ogrzewania elektrycznego powinien być ujęty w zakresie branży elektrycznej.
- Inicjatory blokad oraz elementy wykonawcze blokad zainstalowane na obiekcie należy wyraźnie i trwale oznakować (czerwona tabliczka z białym opisem),
- Każdy przyrząd pomiarowy oraz element wykonawczy (zawór) powinien być wyposażony w tabliczkę znamionową wykonaną ze stali nierdzewnej, zamocowaną na stałe. Tabliczka znamionowa powinna zawierać pełny wykaz parametrów oraz charakterystykę przyrządu i musi być umieszczona w takim miejscu, aby odczyt informacji na niej zawartych nie był utrudniony. opuszczająca jest inna forma oznaczeń po uzyskaniu zgody od Zamawiającego.
- Montaż urządzeń PiA na obiekcie przeprowadzać po zakończeniu przedmuchów, czyszczeń, pomiarów szczelności aparatów, rurociągów, zbiorników itp.

Dostęp do aparatury obiektowej

- Aparatura obiektowa i jej elementy, takie jak zwężki pomiarowe, czujniki temperatury, itp. oraz zawory odcinające przyrządy od rurociągów lub aparatów technologicznych muszą mieć zapewniony łatwy i bezpieczny dostęp z podestów, a w ostateczności z mobilnych podestów. Dostęp z mobilnego podestu musi być zaakceptowany i uzgodniony z Inwestorem (ORLEN POŁUDNIE S.A.)
- Aby ułatwić odczyt wskazań, aparatura obiektowa musi być montowana na wspornikach / podstawach, tak żeby środkowy punkt przyrządu znajdował się na poziomie 1,5m nad podestami lub pomostami obsługowymi. Przyrządy muszą zawsze być instalowane w miejscach łatwo dostępnych. Nie wolno instalować sprzętu w miejscach o utrudnionym dostępie – pod drabinami lub schodami.
- Skrzynki połączeniowe do kabli wielożyłowych muszą być zamontowane w miejscu łatwo dostępnym, około 1,5m nad podestem, aby zapewnić łatwą obsługę. Powinien być zachowany odstęp między nimi a elementami konstrukcji, do których mają być zamontowane. Odstęp powinien być ustalony stosownie do grubości przewidywanej izolacji termicznej lub izolacji ognioodpornej. Wszystkie skrzynki połączeniowe muszą być opisane na zewnętrznej stronie pokryw zamykających. Takie samo oznaczenie musi być umieszczone na kablach wieloparowych wchodzących/wychodzących ze skrzynki.

2.2.2 Pomiary przepływu

2.2.2.1 Zwężki pomiarowe

Typowy element to zwężka pomiarowa z ostrą krawędzią, zgodna z aktualną normą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.” oraz poniższymi wymogami:

- kółnierze do zabudowy zwężki-szyjkowe, spawane, wyposażone w zaworki odcinające;

- kompaktowy przepływomierz zwężkowy powinien być stosowany dla rozmiaru rurociągu procesowego poniżej 2". Dostawa powinna być kompletna; wraz z kryzą pomiarową muszą być dostarczone kołnierze z odcinkami prostek przed i za kryzą pomiarową oraz elementami złącznymi i uszczelkami. Kompaktowy przepływomierz zwężkowy powinien mieć filtr siatkowy od strony dopływu, odciecie oraz obejście (by-pass);
- jeżeli wymagany jest mały spadek ciśnienia na elemencie pomiarowym, należy stosować dyszę Venturiego. W skład kompletnej dostawy muszą wchodzić uszczelki, śruby, nakrętki i zawory odcinające;
- jeśli strata ciśnienia na elemencie pomiarowym jest niedopuszczalna należy stosować rurki spiętrzające ANNUBAR w wersji pozwalającej na wymianę pod ciśnieniem.
- przepływomierze powinny być zamontowane w poziomym odcinku rurociągu, jeśli jest to możliwe. Od strony dopływu i odpływu muszą być zachowane zalecane odcinki proste, zgodne z normą ISO. Niedozwolone jest użycie kierownic strumieni.
- obliczenia zwężek pomiarowych będą zgodne z normą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”.
- zwężki pomiarowe powinny mieć otwory odpowietrzające lub odwodniające, jeśli średnica otworu zwężki jest większa niż 25 mm.
- zwężki muszą być wyraźnie oznakowane z uwzględnieniem co najmniej nazwy punktu pomiarowego, średnicy otworu zwężki, średnicy nominalnej, materiału, kierunku przepływu.
- dla pomiarów charakteryzujących się dużą dynamiką zmian ciśnienia i temperatury należy zastosować pomiary korekcyjne.

2.2.2.2 Przepływomierze wirowe (Vortex)

Przepływomierze wirowe są preferowane w przypadku pomiarów przepływu pary oraz pomiarów o dużej rozpiętości zakresu. Mogą być używane jako alternatywna metoda pomiaru przepływu dla średnic do DN 200.

Przepływomierze wirowe muszą być dostarczone zgodnie z obowiązującymi normami i poniższymi wymaganiami:

- Do czystych cieczy, gazów i par
- Dokładność pomiarów powinna wynosić $\pm 1.0\%$ dla cieczy oraz $\pm 1.5\%$ dla gazów lub par (w warunkach odniesienia).
- Preferowany jest zintegrowany przetwornik sygnału. Jeśli przetwornik jest oddzielny to powinien być wyposażony w obejmy do montażu na rurze 2".
- W przypadku zastosowania zintegrowanego przetwornika sygnału, wymiana części elektronicznej musi być możliwa bez demontażu całego przyrządu.
- Przepływomierz powinien być zainstalowany na poziomym odcinku rurociągu. Od strony dopływu i odpływu muszą być zachowane zalecane proste odcinki.
- Wymagane jest, aby przepływomierze wirowe były dobrane z 30% rezerwą zakresu pomiarowego.
- Przepływomierz Vortex powinien być wyposażony w zintegrowany z przetwornikiem pomiar temperatury oraz posiadać możliwość podłączenia pomiaru ciśnienia dla korekty wskazań przepływu – a w szczególności dla pomiarów par, gazów.

2.2.2.3 Przepływomierze masowe

Przepływomierze masowe muszą być dostarczone zgodnie z obowiązującymi normami i poniższymi wymaganiami:

- Dokładność pomiarów dla przepływomierzy masowych powinna wynosić co najmniej $\pm 0,2\%$ pełnego zakresu wielkości mierzonej dla cieczy oraz $\pm 0,5\%$ pełnego zakresu wielkości mierzonej dla gazów lub par (w warunkach odniesienia).
- Przepływomierze masowe powinny mierzyć bezpośrednio strumień masowy przepływu.
- Na rurociągach należy wykonać odcięcie i obejście (by-pass) przepływomierza (za wyjątkiem pomiarów rozliczeniowych).
- Wymagane jest stosowanie przepływomierzy Coriolisa z wbudowaną procedurą weryfikacji pomiaru. Weryfikacja musi być możliwa do wykonania w trybie on-line.
- Dla pomiaru przepływu sygnał częstotliwościowy lub analogowy 4-20mA z opcją HART. Preferowany jest częstotliwościowy. W przypadku wielu zmiennych – do uzgodnienia.

2.2.2.4 Przepływomierze dla ciał sypkich i proszków

Przepływomierze dla ciał sypkich i proszków muszą być dostarczone zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Dokładność pomiarów dla przepływomierzy masowych powinna wynosić nie mniej niż $\pm 0,1\%$ pełnego zakresu wielkości mierzonej,
- Przepływomierz powinien być kompletny i dostarczony zgodnie z aktualną dyrektywą z załącznika „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.” w sprawie przyrządów pomiarowych.

2.2.2.5 Rotametry

Rotametry muszą być dostarczone zgodnie z obowiązującymi normami i poniższymi wymaganiami:

- Rotametr musi być wyposażony w odcięcie na dopływie i odpływie;
- Skala rotametru musi być wykonana na całej długości z bezpiecznego szkła z uszczelnieniami po obu stronach
- Rotametr musi mieć metalową obudowę
- Dokładność pomiaru musi wynosić co najmniej 1,6% pełnego zakresu;
- Dla układów przepłukiwania należy dobierać rotametry ze stałą regulacją przepływu oraz wyjściem prądowym 4-20mA.

2.2.2.6 Lokalne wskaźniki przepływu

Jako lokalne wskaźniki przepływu – jeśli występują – należy zastosować zwężkę pomiarową ze wskaźnikiem różnicy ciśnień (manometr różnicowy).

Jeśli sygnał pomiarowy jest przekazywany do DCS, wskaźnik lokalny powinien być podłączony szeregowo z przetwornikiem (w tej samej pętli prądowej).

Jeśli wymagane są dodatkowe obliczenia w DCS, wówczas sygnał pomiarowy powinien być retransmitowany z systemu do wskaźnika.

2.2.2.7 Inne urządzenia do pomiaru przepływu

W zależności od potrzeb lub wymagań projektu bazowego mogą być zastosowane niżej wymienione urządzenia do pomiaru przepływu:

- Przepływomierze magnetyczne
- Przepływomierze ultradźwiękowe
- Przepływomierze turbinowe
- Przepływomierze termiczne

Zastosowanie urządzeń wymienionych w punkcie 2.2.2.7 lub innych nieujętych powyżej wymaga każdorazowo zgody Zamawiającego.

2.2.3 Pomiary poziomu

2.2.3.1 Przetworniki poziomu

Ogólnie oprzyrządowanie do pomiaru poziomu musi być zgodne z obowiązującymi normami i poniższymi wymaganiami:

- Wszędzie, gdzie jest to możliwe w zakresie od 350 do 3000 mm należy stosować radarowe lub nurnikowe przetworniki poziomu z komorą pomiarową. Komora pomiarowa musi być wyposażona w zawory odcinające (w zakresie branży mechanicznej).
- Każda komora pomiarowa musi być zamontowana na oddzielnych króćcach przyłączeniowych 2" ANSI i być wyposażona w zawór odpowietrzający $\frac{3}{4}$ ", zawór odwadniający $\frac{3}{4}$ ". Spust po zaworze zabezpieczony zaślepką lub korkiem.
- Kołnierze przyłączeniowe przetwornika radarowego lub nurnikowego umieszczonego na górze (nurnik umieszczony wewnątrz zbiornika) powinny mieć wielkość 4" ANSI (dla nie korozyjnego medium i w zbiornikach bezciśnieniowych).
- Przyrząd typu nurnikowego z zewnętrznym naczyniem powinien mieć króćce naczynia o rozmiarze 2" ANSI oraz zawór spustowy $\frac{3}{4}$ " ANSI.
- Przetworniki różnicy ciśnień (typ Smart) należy stosować w przypadku braku możliwości zastosowania pomiaru radarowego lub nurnikowego lub w przypadku cieczy lepkich, korozyjnych, zanieczyszczonych, albo kiedy ciecz jest mieszana lub występują drgania. Kiedy medium jest podatne na rozdzielanie, krzepnięcie lub osadzanie w rurach impulsowych, należy zastosować przetworniki z oddzielaczami wielkości 2" (inne rozmiary w przypadku specjalnych wymagań). Można również rozważyć zastosowanie przetworników elektrycznej różnicy ciśnień.
- Odpowietrzenia i odwodnienia muszą być odprowadzone rurką do miejsc bezpiecznych lub do systemu zrzutowego. Nie dotyczy to przyrządów, które są zainstalowane na mediach nie stwarzających zagrożenia – np. niskociśnieniowe, nietoksyczne oraz niepalne płyny.

2.2.3.2 Wibracyjne sygnalizatory poziomu

Wibracyjne sygnalizatory poziomu muszą być dobrane zgodnie z obowiązującymi normami i poniższymi wymaganiami:

- Muszą być one zamontowane na górze lub z boku zbiornika;
- Minimalny wymiar króćców połączeniowych powinien wynosić 2" (inne wymiary w przypadku szczególnych wymagań); przyłącze kołnierzowe; klasa przyłącza wg. klasy zbiornika;
- Sygnał wyjściowy sygnalizatora: iskrobezpieczny odpowiednio wg. norm z załącznika „E” (PN-EN 60947-5-6) do podłączenia bezpośrednio do wejścia systemu DCS lub PLC lub poprzez barierę iskrobezpieczną;
- Sygnalizatory muszą być zamontowane w sposób pozwalający na ich demontaż, biorąc pod uwagę długość widełek; dla sygnalizatorów z widełkami powyżej 1m należy zastosować wsporniki od strony wewnętrznej zbiornika;
- Sygnalizator należy zainstalować w sposób zapewniający odstęp pomiędzy osadem na ścianie zbiornika, a widełkami;
- Należy unikać instalowania sygnalizatora wibracyjnego w pobliżu punktu napełniania zbiornika cieczą, silnego opryskiwania widełek oraz unikać instalowania w pobliżu źródeł ciepła;
- W przypadku substancji lepkich (oblepiających) należy montować sygnalizatory pod kątem, widełkami w dół (unikać montowania prostopadle do ściany zbiornika).

2.2.3.3 Poziomowskazy

Wszystkie zbiorniki i kolumny, które są wyposażone w pomiary lub sygnalizatory poziomu, muszą być wyposażone również w miejscowe wskaźniki poziomu. Inne zbiorniki muszą posiadać poziomowskazy w przypadku, kiedy obserwacja poziomu jest istotna dla poprawnego funkcjonowania instalacji lub warunków bezpieczeństwa. Poziomowskaz musi obejmować pełny zakres pomiaru innych przyrządów mierzących poziom zamontowanych w tej samej sekcji zbiornika. Poziomowskazy muszą być dobierane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Poziomowskazy magnetyczne powinny być stosowane w większości zastosowań oraz dla cieczy toksycznych, lepkich, na wysokie ciśnienie, wysoką temperaturę oraz niebezpieczne warunki pracy;
- Szkła refleksyjne lub przezroczyste muszą być używane do cieczy zanieczyszczonych, cieczy zabarwionych oraz cieczy rozwarstwionych, gdzie poszczególne warstwy są łatwo rozróżnialne;
- Poziomowskazy powinny być wyposażone w zawory kątowe szybko odcinające typu offsetowego wykonane z kutej stali węglowej, przyłącze $\frac{3}{4}$ " od strony zbiornika;
- Króćce do podłączenia poziomowskazów na zbiorniku powinny być kołnierzowe 2" ANSI i nie mogą to być wspólne króćce z przetwornikiem poziomu;
- Niezależnie od kurków będą zainstalowane oddzielne zawory odcinające, kolumn lub zbiorników;
- Każdy przezroczysty poziomowskaz szklany powinien być wyposażony w oświetlenie na 230V AC;
- Odpowietrzenia i odwodnienia muszą być odprowadzone rurką do miejsc bezpiecznych lub systemu zrzutowego. Nie dotyczy to przyrządów, które są

zainstalowane na mediach nie stwarzających zagrożenia – np. niskociśnieniowe, nietoksyczne oraz niepalne płyny;

- Spust z komory poziomowskazu po zaworze zabezpieczony zaślepką lub korkiem.

2.2.3.4 Inne urządzenia do pomiaru poziomu

W zależności od potrzeb lub wymagań projektu bazowego mogą być zastosowane niżej wymienione urządzenia do pomiaru poziomu:

- Przetworniki ultradźwiękowe
- Przetworniki hydrostatyczne
- Sygnalizatory pływakowe
- Sygnalizatory radarowe
- Sygnalizatory pojemnościowe

Zastosowanie urządzeń wymienionych w punkcie 2.2.3.4 lub innych nieujętych powyżej wymaga każdorazowo zgody Inwestora.

2.2.4 Pomiary ciśnienia

2.2.4.1 Manometry

Manometry muszą być dobrane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Zakresy wskazań: od 0 do 1/1,6/2,5/4,0/6,0/10,0 oraz ich wielokrotność;
- Wszystkie manometry muszą mieć obudowy ze stali nierdzewnej, zalecana średnica 160 mm, szkło odporne na rozbicie, przyłącze gwintowane M20x1,5 oraz muszą być wyposażone w membranę przeciążeniową;
- Minimalna dokładność pomiaru dla ciśnieniomierzy musi wynosić 1,0% a zabezpieczenie przeciążeniowe musi wynosić 130% zakresu pomiarowego;
- Tłumiki pulsacji oraz zabezpieczenie przekroczenia zakresu muszą być wykonane ze stali nie gorszej niż 316SS. Tłumiki pulsacji powinny mieć możliwość zmiany nastawy z zewnątrz;
- Manometry stosowane do pomiarów ciśnienia powietrza zasilającego do przyrządów pneumatycznych muszą mieć średnice około 30 mm oraz gwint zewnętrzny M12x1,5;
- Punkty pomiarowe ciśnienia muszą być wyposażone w zawór odcinający oraz zawór spustowy (możliwe stosowanie zblocza manometrycznego);
- Dla mediów lepkich oraz o wysokiej temperaturze należy stosować manometry z separatorami kołnierzowymi i z kapilarami;
- Dla układów, gdzie występują duże wahania ciśnienia lub drgania konieczne jest stosowanie manometrów zalewanych.

2.2.4.2 Elektroniczne przetworniki ciśnienia oraz różnicy ciśnień

Przetworniki ciśnienia oraz różnicy ciśnień muszą być dobierane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Przetworniki ciśnienia oraz różnicy ciśnień muszą być inteligentne (typu Smart) oraz powinny być umieszczane w szafkach ochronnych (w uzasadnionych przypadkach możliwość rezygnacji z szafki ochronnej po uzgodnieniu z Działem PUM ORLEN POŁUDNIE S.A.);
- Standardowy sygnał pomiarowy – 4 do 20 mA, linia dwuprzewodowa 24V DC;
- Każdy przetwornik musi być dostarczony wraz z kompletnym zestawem montażowym;
- Trasy impulsowe powinny być wykonane z rur ½" ze stali nierdzewnej (w uzasadnionych przypadkach możliwość zastosowania rurek o innej średnicy po uzgodnieniu z Działem PUM ORLEN POŁUDNIE S.A.);
- Każdy przetwornik ciśnienia musi posiadać indywidualne zblocze dwuzaworowe. Zblocza pięcizaworowe muszą być zastosowane do pomiarów różnicy ciśnień;
- Odpowietrzenia i odwodnienia muszą być odprowadzone rurką do miejsc bezpiecznych lub do systemu zrzutowego. Nie dotyczy to przyrządów, które są zainstalowane na mediach nie stwarzających zagrożenia, np. niskociśnieniowe, nietoksyczne oraz nie palne płyny;
- Przetworniki muszą być w wykonaniu iskrobezpiecznym lub ognioszczelnym, zgodnym z klasyfikacją strefy zagrożenia oraz aktualną dyrektywą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A. Wymagane jest wykonanie iskrobezpieczne dla celów sterowania i monitoringu oraz wykonanie ognioszczelne w przypadku zastosowania jako wejścia do systemu zabezpieczeń ESD;
- Jeśli jest to niezbędne należy zastosować przetworniki ciśnienia z oddzielaczami 2", stal nie gorsza niż 316SS, do zabudowy międzykołnierzowej;
- w aplikacjach, gdzie typ medium powoduje zapychanie rurek impulsowych (media gęste, krzepnące, itp.) należy stosować przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień z opcją detekcji zapchanych rurek.

2.2.4.3 Sygnalizatory ciśnienia

Sygnalizatory ciśnienia muszą być dobrane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Konstrukcja zabezpieczona przed wpływami atmosferycznymi; Materiał membrany musi być dostosowany do warunków procesowych;
- Sygnalizatory muszą mieć styki kontaktowe typu mikroswitch, SPDT lub DPDT, 24V DC, 0,5A lub elektronikę NAMUR konstrukcja zabezpieczona przed wpływami atmosferycznymi. Pokrętko regulacji wartości nastawy dostępne wewnątrz obudowy;
- W przypadku systemu ESD wymagane jest stosowanie przetworników ciśnienia zamiast sygnalizatorów ciśnienia;
- Sygnalizatory ciśnienia muszą mieć przyłącza ½" NPT, preferowany jest gwint wewnętrzny.

2.2.5 Pomiary temperatury

2.2.5.1 Lokalne pomiary temperatury

Lokalne pomiary temperatury muszą spełniać następujące wymogi:

- Dopuszczalne są termometry bimetaliczne lub manometryczne wypełnione gazem lub cieczą;
- Średnica tarczy pomiarowej – 160 mm, skala w stopniach Celsjusza. Nie wolno stosować termometrów rtęciowych;
- Przyłącze termometru – gwint M27x2;
- Termometry muszą być montowane w termoosłonach, aby możliwy był ich demontaż bez konieczności zatrzymania pracy instalacji;
- Termometry bimetaliczne powinny być używane do pomiaru temperatury powyżej 0°C.

2.2.5.2 Termopary oraz czujniki rezystancyjne (RTD)

Termopary oraz czujniki rezystancyjne (RTD) muszą być dobrane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Należy stosować termopary z nieuziemioną spoiną;
- Termopary muszą być wzorcowane zgodnie z aktualną normą z załącznika „E”;
- Preferowane są termoelementy typu „J” oraz „K”;
- Jeśli termoparowy czujnik temperatury jest podłączony do systemu DCS lub ESD w celu sterowania lub blokady wówczas wymaga się zainstalowanie przetwornika w głowicy czujnika pomiarowego;
- Czujniki RTD typ Pt100 (100 Ohm w 0°C), podłączenie trójprzewodowe, wzorcowanie zgodnie z aktualną normą z załącznika „E”;
- Przyłącze czujnika – gwint M27x2;
- Czujniki obu typów – termopary i RTD – muszą być zamontowane w termoosłonach. Wyjątek stanowią czujniki mierzące temperaturę powłoki (płaszczka) aparatów technologicznych i/lub ścianek rurociągów (tzw. termopary płaszczone).

2.2.5.3 Osłony termometryczne (termoosłony)

Należy spełnić poniższe wymagania:

- Wszystkie czujniki temperatury muszą być montowane w termoosłonach, aby możliwy był ich demontaż bez konieczności zatrzymania pracy instalacji. Wyjątek stanowią czujniki mierzące temperaturę powłoki (płaszczka) aparatów technologicznych;
- Termoosłony muszą mieć przyłącza kołnierzone (jeśli nie jest to określone inaczej): kołnierz 1½” ANSI (na rurociągach) oraz kołnierz 2” ANSI (dla zbiorników i aparatów). Połączenie czujnika termometrycznego z termoosłoną – gwint M27x2;
- Dobór kołnierza termoosłony, rodzaj przyłgi oraz wykończenie muszą być zgodne z klasyfikacją rurociągu lub aparatu;

- Termoosłony muszą być wykonane metodą wiercenia, mieć kształt stożka, materiał odpowiadający warunkom technologicznym i być zgodny z klasyfikacją rurociągów. Wszystkie termoosłony muszą być wykonane z materiałów posiadających certyfikaty i wymagane jest, aby były poddane testom ciśnieniowym. Spawanie musi być wykonane zgodnie z normą ASME IX lub polskimi przepisami;
- Jeśli termoosłony są zainstalowane w rurociągach gazu, oparów lub rurociągach, gdzie występuje przepływ cieczy z dużą prędkością, należy przeprowadzić obliczenia uwzględniające zarówno naprężenia, jak i drgania;
- Termoosłony nie mogą być montowane w rurociągach o rozmiarze mniejszym niż 4"; mniejsze rurociągi należy powiększyć do rozmiaru 4"; termoosłony powinny być instalowane w kolanach rurociągów; długość zanurzeniowa od 1/3 do 2/3 średnicy rurociągu, w którym są zabudowywane.

2.2.5.4 Przetworniki temperatury

Elektroniczne przetworniki temperatury muszą być dobrane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Standardowy sygnał pomiarowy od 4 do 20 mA. Jeśli przetwornik jest podłączony do systemu DCS lub ESD, powinien być zasilany z modułów wejściowych w linii dwuprzewodowej. Dokładność - nie mniejsza niż $\pm 0,2\%$. Przetworniki temperatury muszą być inteligentne typu Smart wyposażone w protokół HART;
- Przetworniki muszą być w wykonaniu iskrobezpiecznym lub ognioszczelnym, zgodnym z klasyfikacją strefy zagrożenia. Wymagane jest wykonanie iskrobezpieczne Ex i w przypadku podłączenia do DCS oraz wykonanie ognioszczelne Ex d w przypadku podłączenia w charakterze inicjatora do sterownika PLC systemu ESD.
- Przetworniki muszą być montowane w głowicach czujników termometrycznych lub zlokalizowane w oddzielnej skrzynce ognioszczelnej, jeśli istnieje taka potrzeba (np. pomiary temperatury łożysk silnika elektrycznego).

2.2.6 Analizatory

Należy stosować następujące podstawowe rodzaje analizatorów on-line:

- analizator węglowodorów;
- chromatograf gazowy / cieczowy;
- analizatory pH;
- analizatory tlenu;
- inne w zależności od wymagań procesowych.

Wszystkie analizatory muszą być wykonane zgodnie z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Muszą być wyposażone w prawidłowy system pobierania/kondycjonowania próbek;
- Czas odpowiedzi analizatora nie może przekraczać wymaganego czasu pomiaru wynikającego z wymogów technologicznych;
- Zużyta próbka musi być zwracana do procesu technologicznego lub, jeśli nie jest to możliwe, przesłana rurociągiem do sieci zrzutów;

- Wszystkie analizatory muszą być wyposażone w układ autodiagnostyki. W przypadku awarii sprzętu sygnał alarmowy musi być przekazywany do systemu DCS. Sygnał alarmowy należy wystawić na bezpotencjałowym styku przełącznika NO;
- Sterowanie sekwencją przełączania zaworków do automatycznej kalibracji, przełączania strumieni, nadzoru nad poszczególnym systemem analitycznym musi być realizowane przez analizator lub dedykowany autonomiczny układ sterujący;
- Montaż czujników pH i przewodności musi być tak zrealizowany, aby możliwy był demontaż w celach serwisowych w trakcie normalnej pracy instalacji. Zaleca się bezpośrednie montowanie czujników w rurociągach procesowych (bez trasy poboru próbki);
- Komunikacja systemu DCS: transmisja szeregową lub 4-20mA dla wskazań, natomiast tylko sygnały analogowe dla układów regulacji lub blokad. Standard sygnału analogowego: 4-20 mA, izolowany galwanicznie;
- Port komunikacyjny służący do prac serwisowych/diagnostyki musi być okablowany i doprowadzony do pomieszczenia szaf sterowniczych;
- Jako medium należy używać skrętki lub w przypadku większych odległości światłowód;
- Zasilanie systemów analitycznych napięciem gwarantowanym gdy system będzie służył do regulacji lub będzie wykorzystywany w systemie blokadowym;
- Wraz z nowym systemem analitycznym / analizatorem musi być dostarczona lista części zamiennych na okres minimum 3 lat pracy oraz części niezbędne na rozruch technologiczny.

2.2.7 Pomieszczenie analizatorów

W pomieszczeniu analizatorów zainstalowane są urządzenia przygotowania próbek, analizatory, system bezpieczeństwa oraz osprzęt do prowadzenia prac serwisowych i remontowych. Lokalizacja pomieszczenia musi zapewnić otrzymanie wyników pomiarów w czasie nie przekraczającym maksymalnego czasu odpowiedzi, wliczając czas dotarcia świeżych próbek do analizatorów od punktów poboru próbek. Pomieszczenie analizatorów powinno zapewnić warunki dla poprawnej pracy analizatorów zgodnie z normami, przepisami oraz DTR analizatora.

Wymagania dotyczące elektrycznego wyposażenia kontenera w branży PiA.

Dobrana elektryczna aparatura PiA musi posiadać wykonanie przeciwwybuchowe potwierdzone certyfikatami Ex spełniające wymagania klasyfikacji stref zagrożonych wybuchem obiektu oraz spełniające wymagania ORLEN POŁUDNIE S.A. i norm zharmonizowanych, które są wymienione w załączniku „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”.

Na urządzeniach Ex (w szczególności urządzenia budowy Ex p i Ex d należy umieścić oznakowanie ostrzegawcze zgodnie z normą PN-EN 60079-0:2013-03 np. UWAGA: PO WYŁĄCZENIU NAPIĘCIA, ODCZEKAJ „...” MINUT PRZED OTWARCIEM.

Pomieszczenie analizatora musi mieć wymiary nie mniejsze niż długość 2.5m x szerokość 2.5m x wysokość 2.7m i umożliwiać swobodne przebywanie wewnątrz dwóch osób.

Ponad to powinno posiadać następujące wyposażenie (chyba że użytkownik postanowi inaczej):

- lampy sygnalizacyjne: wewnętrzna i zewnętrzna
- sygnalizacja dźwiękowa: zewnętrzna (min. 105dB) a w uzasadnionych przypadkach sygnalizator dźwiękowy wewnętrzny (około 60dB)
- drzwi zamykane samoczynnie
- listwa bezpieczeństwa pozwalająca na otwarcie drzwi mimo zamknięcia zamka
- czujniki gazów palnych
- czujnik tlenu
- czujnik pożaru
- gaśnica
- podłoga ze spadkiem jeśli wymaga tego właściciel instalacji
- wentylator wyciągowy
- klimatyzacja jeśli wymagają tego warunki pracy systemu
- ogrzewanie elektryczne. Dopuszcza się stosowanie systemów typu HVAC
- grzejniki elektryczne nie mogą być stosowane ze zintegrowanymi termostatami. Oczekuje się stosowania termostatów jako oddzielnych urządzeń
- okno w drzwiach o wymiarach około 400 x 500 mm ze szkła laminowanego
- oświetlenie wewnętrzne oraz zewnętrzne w celu prowadzenia prac serwisowych
- zadaszenie nad szafkami przygotowania próbek w celu ochrony od warunków atmosferycznych
- butle z gazami umieszczonymi na zewnątrz kontenera muszą posiadać uchwyty stabilizujące np. sztywno przytwierdzone do konstrukcji ściany oraz posiadać zadaszenie i przewiewną obudowę uniemożliwiającą dostęp osobom niepowołanym.

Szafka ochronna do montażu pojedynczego analizatora.

Rozwiązanie to jest dopuszczalne tylko w sytuacji, gdy producent urządzenia deklaruje możliwość pracy w temperaturach otoczenia od min. -29°C do +40°C. Ponad to działania serwisowe nie spowodują zakłóceń w pracy systemu w wyniku rozszczelnienia szafki ochronnej.

Inne rodzaje zabudowy i wyposażenia pomieszczeń analizatorów muszą być konsultowane ze służbami Działu PUM.

Wymagania dotyczące zabezpieczenia pomieszczenia analizatora podczas pojawienia się sytuacji niebezpiecznej.

Kontener musi być wyposażony w system zabezpieczeń zabudowany w obudowie ognioszczelnej (Ex d). System zabezpieczeń może być realizowany przez sterownik PLC lub dedykowaną centralę.

System zabezpieczeń musi funkcjonować lokalnie (autonomicznie) i uwzględniać wystąpienie:

- zagrożenia gazowego (toksycznego),
- zagrożenia pożarowego,
- zagrożenia wybuchowego,
- zagrożenia braku tlenu,

natomiast do DCS'u należy przekazać informację o zaistniałych sytuacjach alarmowych; jeśli użytkownik instalacji nie wymaga inaczej może to być alarm zbiorczy.

Osprzęt zgodny z aparaturą stosowaną na danej instalacji.

Wykonawca systemu analitycznego musi przekazać zamawiającemu projekt systemu zabezpieczeń pomieszczenia w celu zatwierdzenia przed przystąpieniem do kompletacji wyposażenia.

Wszystkie propozycje rozwiązań dla systemu zabezpieczeń muszą być konsultowane ze służbami Działu PUM.

Opis funkcjonowania poszczególnych elementów systemu w wymaganiach szczegółowych "Zabezpieczenie pomieszczenia analizatorów".

System poboru i zrzutu próbki:

- a) układ poboru próbki powinien zapewniać bezprzerwowy przepływ mierzonego medium (sonda, reflux sampler itp.) oraz posiadać możliwość odcięcia od procesu. W sytuacji gdy istnieje prawdopodobieństwo zapychania sondy należy stosować układ z możliwością demontażu podczas pracy instalacji.
- b) sonda musi być wsunięta na około 1/3 średnicy rurociągu procesowego.
- c) trasa doprowadzająca próbkę do układu kondycjonowania próbki musi być wykonana z rur precyzyjnych, zarówno dla transportu cieczy jak i gazu. W sytuacji wymogu izolowania linii należy używać tras preizolowanych oraz preizolowanych z grzaniem elektrycznym.
- d) w przypadku potrzeby prowadzenia szybkich pętli należy przewidzieć układy minimalizujące efekty uderzeń hydraulicznych.
- e) zrzut próbki powinien być bezpiecznie zagospodarowany. Sposób oraz miejsce zrzutu należy uzgodnić z branżą technologiczną.
- f) wszelkiego rodzaju trasy z cieczami należy prowadzić z około 1% spadkiem, aby umożliwić pełne opróżnienie.

System analityczny:

- a) system kondycjonowania musi być tak zaprojektowany i wykonany, aby możliwe było bezpieczne opróżnienie układu.
- b) wszelkiego rodzaju celki pomiarowe muszą mieć możliwość bezpiecznego i całkowitego opróżnienia.
- c) system kondycjonowania / transportu próbki musi być wyposażony w kompletny układ poboru próbek do analiz laboratoryjnych i jeśli technologia tego wymaga należy stosować zasobniki hermetyczne.
- d) dostawa substancji (gaz / ciecz) kalibracyjnych do rozruchu i pierwszej kalibracji po stronie dostawcy systemu / analizatora.
- e) gazy nośne po stronie ORLEN POŁUDNIE S.A.
- f) każdy element systemu musi być trwale opisany. W sytuacji elementów regulacyjnych (np. rotametr itp.) lub wskaźników (np. manometr itp.) należy umieścić informacje z zakresem nastawy (min. nor. max.)
- g) wyniki pomiarów z analizatorów wielo-strumieniowych muszą być precyzyjnie prezentowane w systemie DCS, jednoznacznie wskazując, który strumień jest obecnie analizowany.
- h) system analityczny musi być sterowany lokalnie niezależnie od systemu nadrzędnego. Musi być to układ autonomiczny.

2.2.8 Zawory regulacyjne i przepustnice

Zawory regulacyjne muszą być zgodne z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

- Należy stosować zawory regulacyjne grzybkowe lub kulowe, uszczelnienia nie mogą zawierać azbestu;
- Materiał części ciśnieniowej korpusu zaworu musi być dobrany zgodnie z klasyfikacją rurociągu, na którym zawór jest zabudowany. Producent musi potwierdzić, iż użyte przez niego materiały są odpowiednie dla danego zastosowania i zgodne z parametrami projektowymi umieszczonymi w arkuszu danych;
- Materiał, z którego wykonane są elementy wewnętrzne zaworu musi być dobierany indywidualnie dla każdego zaworu w zależności od medium oraz wymaganych parametrów. Je śli jest niezbędne dodatkowo powierzchnia musi być stelitowana lub utwardzona inną metodą;
- Zawory muszą być wyposażone w membranowe siłowniki pneumatyczne ze sprężyną zamykającą lub otwierającą zawór zależnie od wymogów procesu w sytuacjach awaryjnych. Siłowniki muszą być wyposażone w inteligentny ustawnik elektropneumatyczny, sterowany sygnałem 4-20 mA wyposażony w protokół HART;
- Pozycja zaworu regulacyjnego w sytuacji awaryjnej musi być bezpieczna, zgodna z określoną na schemacie P&ID. W takiej samej pozycji zawór musi się ustawić również w przypadku zaniku zasilania pneumatycznego lub sygnału sterującego;
- Siłowniki tłokowe należy stosować w przypadku, gdy wymagany jest długi skok zaworu oraz gdy niezbędna jest duża siła lub prędkość działania;
- Siłownik zaworu regulacyjnego musi być tak dobrany, aby był w stanie pokonać nie mniej niż 125% największego przewidywanego obciążenia;
- Do sygnalizacji w systemie DCS pozycji otwarty/zamknięty należy stosować indukcyjne czujniki zbliżeniowe w wykonaniu iskrobezpiecznym i stopniu ochrony co najmniej IP65, zgodnie z normą z załącznika „E”;
- Dobór wielkości zaworu musi być zgodny z aktualną normą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”. Arkusz z obliczeniami doboru wielkości zaworu musi być załączony do dokumentacji. Układ grzyb-gniazdo powinien być dobrany tak, aby przepływ nominalny był osiągany przy otwarciu zaworu między 60% a 80%;
- Układ grzyb gniazdo musi być dobrany jako „liniowy”, jeśli na zaworze następuje spadek ciśnienia większy niż 50% ciśnienia dynamicznego układu przy projektowanym przepływie; w innych przypadkach „stałoprocentowy”;
- Zawory regulacyjne muszą mieć minimum IV klasę szczelności zgodnie z aktualną normą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.” Wszystkie zawory z miękkimi gniazdami powinny być dobrane z uwzgl ędnieniem maksymalnej temperatury pracy wynikającej z arkusza danych;
- Należy dostarczyć dwa dodatkowe zestawy uszczelnień dla każdego dostarczonego zaworu;
- Zawory muszą być wyposażone w ustawniki pozycyjne typu SMART;
- Zawór musi być kompletnie wyposażony, łącznie z rurkami pneumatycznymi. Rurki pneumatyczne ze stali nierdzewnej o średnicy co najmniej 6 mm. Dławiki kablowe i korki muszą być dobrane do średnicy kabla, wymagane jest M20x1.5, w wykonaniu zgodnym z osprzętem zaworu;
- Każdy zawór musi być wyposażony w tabliczkę znamionową wykonaną ze stali nierdzewnej, zamocowaną na stałe w miejscu widocznym podczas normalnej pracy. Napisy wykonane na tabliczce muszą być odporne na wpływ warunków pracy.

Tabliczka znamionowa musi zawierać pełny wykaz parametrów oraz charakterystykę zaworu;

- Natężenie dźwięku generowanego w trakcie pracy zaworu musi być ograniczone. W odległości 1m od zaworu w kierunku odpływu oraz 1 m od ścianki rurociągu poziom hałasu nie może przekraczać 85dB;
- Każdy indywidualny odbiornik powietrza – przetwornik elektropneumatyczny, ustawnik – powinien być wyposażony w filtrreduktor z manometrem o średnicy 30 lub 50 mm;
- Ustawniki elektropneumatyczne muszą być inteligentne, z możliwością zmiany rodzaju pracy prosty-odwrotny. Ustawniki muszą być wyposażone w manometry mierzące ciśnienie powietrza zasilającego i sygnału wyjściowego;
- Do wszystkich zaworów wyposażonych w ustawniki inteligentne należy dostarczyć najnowszą wersję programu diagnostycznego z wymaganą licencją. Oprogramowanie to musi umożliwiać przeprowadzenie pełnych procedur konfiguracyjnych i zaawansowanych testów diagnostycznych;
- Zawory regulacyjne podczas dostaw muszą być podzielone na 3 grupy ze względu na diagnostykę ustawników pozycji (pozycjonerów):
 - a) z diagnostyką umożliwiającą, poza podstawowymi oraz zaawansowanymi testami, także test zaworu on-line (diagnostyka *performance*). Będą to zawory sklasyfikowane jako krytyczne dla procesu – minimum 20% dostawy.
 - b) z diagnostyką zaawansowaną umożliwiającą, poza podstawowymi testami, także test odpowiedzi skokowej zaworu oraz test sprawdzający histerezę zaworu (diagnostyka *advanced*). Będą to zawory sklasyfikowane jako ważne dla procesu – minimum 30% dostawy.
 - c) z diagnostyką podstawową umożliwiającą: konfigurację ustawnika, kalibrację zaworu regulacyjnego, dobór nastaw ustawnika w zależności od typu zaworu, zmianę charakterystyki ustawnika pozycji, sumator przemieszczenia, rekord alarmów (diagnostyka *standard*). Będą to pozostałe zawory z dostawy, które nie zostały sklasyfikowane jako krytyczne lub ważne dla procesu.

Lista zaworów krytycznych oraz ważnych dla procesu musi być wcześniej uzgodniona z ORLEN POŁUDNIE S.A.;

- Siłownik musi być dobrany do zaworu regulacyjnego tak, aby pracował w zakresie od pełnego otwarcia do pełnego zamknięcia zaworu z zachowaniem rezerwy skoku siłownika; Dobór siłowników musi uwzględniać minimalne ciśnienia powietrza PiA występujące w danej lokalizacji;
- Użycie zaworów regulacyjnych jako odcinających nie może być traktowane jako jedyne zabezpieczenie w realizacji funkcji blokadowej.

2.2.9 Zawory odcinające ON-OFF

Zawory odcinające z siłownikiem muszą być zgodne z obowiązującymi normami oraz poniższymi wymaganiami:

•

Do typowych zastosowań wymagane są zawory odcinające typu kulowego dopuszczalne, jeśli jest to niezbędne po uzgodnieniu ze specjalistą branży PiA) z uszczelnieniami nie zawierającymi azbestu. Wszystkie zawory odcinające muszą być w VI szczelności (szczelne odcinanie) -odnosi się do norm wymienianych w Załączniku F. Odstęp od tej zasady jest możliwe w uzasadnionych przypadkach i musi być potwierdzone w analizie HAZOP. Zawory odcinające stosowane w układach ESD

muszą spełniać aktualne normy z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”.

- Materiał części ciśnieniowej korpusu zaworu musi być dobrany zgodnie z klasyfikacją rurociągu, na którym zawór jest zabudowany. Producent musi potwierdzić, iż użyte przez niego materiały są odpowiednie dla danego zastosowania i zgodne z parametrami projektowymi umieszczonymi w arkuszu danych;
- Materiał, z którego wykonane są elementy wewnętrzne zaworu musi być dobierany indywidualnie dla każdego zaworu w zależności od medium oraz wymaganych parametrów – nie gorszy niż 316SS;
- Zawory kulowe ćwierć obrotowe muszą posiadać siłowniki pneumatyczne ze sprężyną powrotną lub dwustronne siłowniki tłokowe. Dwustronne siłowniki tłokowe muszą być zastosowane w miejscach, gdzie nie można zastosować siłownika pneumatycznego ze sprężyną powrotną ze względu na wymaganą dużą siłę lub prędkość zamykania;
- Czas zamykania siłownika pneumatycznego musi być zgodny ze standardami określonymi przez normy bezpieczeństwa, wymaganiami danej aplikacji, projekt bazowy, analizę HAZOP i inne;
- Siłownik musi być tak dobrany, aby pokonać nie mniej niż 150% największego przewidywanego obciążenia;
- Zbiorniki buforowe powietrza PiA dostarczane z zaworami odcinającymi muszą mieć wystarczającą pojemność dla trzech pełnych cykli działania z 50% współczynnikiem bezpieczeństwa;
- Siłowniki muszą być wyposażone w zawory elektromagnetyczne. Użycie wyłącznika pozycjonera ESD do realizacji funkcji on-off jest możliwe po uzyskaniu akceptacji ORLEN POŁUDNIE S.A.;
- Orurowanie zaworu musi być wykonane rurkami ze stali nierdzewnej o średnicy co najmniej 8 mm, przy czym średnica rurek musi gwarantować przesterowanie zaworu w wymaganym czasie bezpieczeństwa. Dopuszcza się inne materiały orurowania po uzgodnieniu z Zamawiającym.
- Do sygnalizowania w systemie pozycji otwarty/zamknięty należy stosować indukcyjne czujniki zbliżeniowe w wykonaniu iskrobezpiecznym i stopniu ochrony co najmniej IP65 zgodnymi z normami z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”;
- Zawory ON-OFF systemu zabezpieczeń w uzasadnionych przypadkach (np. wynik analizy SIL) muszą być wyposażone w ustawnik pozycyjny z funkcją testu skoku częściowego (PST). W takim przypadku należy zastosować dodatkowy zaworek elektromagnetyczny włączony w obwód pneumatyczny pozycjonera, jego przesterowanie umożliwi spełnienie warunków niezbędnych do rozpoczęcia testu PST.

2.2.10 Zawory elektromagnetyczne

Zawory elektromagnetyczne powinny mieć korpus ze stali nierdzewnej, miękkie gniazdo z cewką zasilaną napięciem, generalnie 24V DC a w przypadku bardzo dużych odległości 230 V AC. Należy stosować cewki o mocy gwarantującej poprawne działanie elektrozaworu. Zasilanie cewki musi być zrealizowane poprzez wyjście przekaźnikowe/przekaźnik, a linia musi być zabezpieczona bezpiecznikiem. Dodatkowo:

- Dławiki kablowe muszą mieć gwint M20x1,5;

- Korpus zaworu musi mieć zacisk uziemiający;
- Zawory montowane w rurociągach procesowych powinny mieć korpus zrobiony ze stali zgodnej z klasyfikacją rurociągu;
- Zawory elektromagnetyczne powinny być w wykonaniu przeciwwybuchowym, zalecane Ex d.

2.2.11 Przetworniki elektropneumatyczne (I/P) (w przypadku zastosowania)

Przetworniki elektropneumatyczne muszą być zgodne z poniższymi wymaganiami:

- Przetworniki elektropneumatyczne muszą być dynamicznie, zrównoważone (maksymalna dopuszczalna nieliniowość 1% pełnego zakresu). Jeśli jest to niezbędne do utrzymania liniowości to powinny być wyposażone w kompensację temperaturową cewki.
- Impedancja wejściowa musi zapewnić prawidłową współpracę z pozostałymi elementami obwodu;
- Każdy przetwornik elektropneumatyczny, musi być wyposażony w filtrreduktor z manometrem o średnicy 50 mm.
- Przetworniki powinny być w wykonaniu iskrobezpiecznym lub ognioszczelnym, zgodnym z klasyfikacją strefy zagrożenia. Preferowane jest wykonanie iskrobezpieczne.

2.2.12 Panel wskaźników lokalnych

Panele wskaźników lokalnych stosowane są do zamontowania manometrów oraz sygnalizatorów ciśnienia dla maszyn, sprężarek, turbin itd.

Panele wskaźników lokalnych muszą być zamontowane tak, aby zapewnić łatwy dostęp podczas odczytów oraz konserwacji.

2.2.13 Lokalne panele sterownicze i akcesoria

W punkcie tym opisane są podstawowe wymagania dotyczące lokalnych paneli sterowniczych oraz szaf zlokalizowanych w terenie.

- Wszystkie panele muszą mieć stalową konstrukcję, pomalowane na kolor RAL 7035, stopień ochrony minimum IP54 oraz obudowę wzmocnioną Ex e. Dostęp do pulpitów – z przodu, muszą one posiadać daszek osłaniający przed wpływem warunków atmosferycznych. Drzwiczki pulpitu – na zawiasach. Muszą one łatwo otwierać się nie powodując naprężeń i uszkodzeń okablowania wewnętrznego oraz zamontowanego wyposażenia. Pulpit musi mieć zaciski do podłączenia uziemienia. Szafy zlokalizowane w terenie muszą być umieszczone w miejscu łatwo dostępnym dla służb utrzymania ruchu biorąc pod uwagę otwieranie drzwi w pełnym zakresie.
- panele i inny osprzęt muszą być zamontowane do stalowej konstrukcji wsporczej tak, żeby śruby i nakrętki nie wystawały poza front panelu.
- separatory iskrobezpieczne i przekaźniki muszą być zamontowane na szynach montażowych w oddzielnych kolumnach. Montaż musi być zgodny z Normami CENELEC.
- przewody sygnałowe iskrobezpieczne ułożone w odseparowanych korytkach i muszą być oddalone co najmniej 300 mm od kabli zasilających 230V AC i wyższe.

- przewody zasilające 230V AC należy prowadzić w oddzielnych korytach od przewodów sygnałowych 24V DC.
- wszystkie żyły kabli muszą być podłączone do zacisków śrubowych listew zaciskowych
- uziemienia obwodów iskrobezpiecznych muszą być wykonane zgodnie z zaleceniami norm dotyczących obwodów iskrobezpiecznych
- wszystkie kable podłączone do zacisków oraz osprzęt na panelu muszą być identyfikowane nazwą urządzenia (tag number) i opisaniem zacisków na obu końcach kabla.
- Okablowanie wewnętrzne musi być wykonane przewodami o następujących kolorach:
 - sygnały niskonapięciowe(24V DC) – jasno szary lub biały
 - iskrobezpieczne – jasno niebieski
 - zasilanie AC (faza-czarny/brązowy, zero-ciemno niebieski, uziemienie-żółto-zielony)
 - zasilanie 24V DC ("+" – czerwony, "-" – czarny)
 - termoparowe – zgodnie z typem termopary
 - uziemienie PE żółto-zielony, FES/ISE - zielony
 - kolory kabli opisane powyżej muszą być stosowane również w okablowaniu szaf PLC, DCS, szaf pośredniczących i krosowych, oraz dla pozostałych urządzeń zabudowanych w sterowni.
- W panelach lokalnych wymaga się stosowania lampek typu LED.
- Wymagane jest pozostawienie okablowanych minimum 20% rezerw na listwach zaciskowych.
- Wszystkie panele, szafy i konsole powinny być pomalowane kolorem RAL 7035.

2.2.14 Kable do aparatury PiA

Kable do aparatury PiA muszą być zgodne z przepisami PN-EN, IEC oraz uwagami wymienionymi poniżej:

- Preferowane są kable sterownicze i sygnalizacyjne uniepalnione.
- Kable zasilające AC muszą być trzyżyłowe (fazowy, neutralny oraz uziemiający), przekrój minimum 1,5 mm², żyły – drut miedziany. Izolacja oraz osłona zewnętrzna wykonane z PCV, kolory izolacji przewodów: czarny/brązowy – faza, ciemno niebieski – neutralny, żółtozielony – ochronny.
- Kable do zaworów elektromagnetycznych muszą być dwużyłowe o przekroju 2,5 mm² (minimum), żyły – drut miedziany. Izolacja oraz osłona zewnętrzna wykonane z PCV. Zasilanie zaworów elektromagnetycznych – 24V DC. Przy dużych długościach kabli przekrój żył powinien wynosić 4 mm², aby uniknąć spadku napięcia. W specyficznych przypadkach (po wcześniejszym uzgodnieniu) dopuszcza się stosowanie zaworów elektromagnetycznych 230 VAC.
- Kable sygnałowe jednoparowe – dwużyłowe, przekrój 1,0 mm², przewód miedziany, skręcany, 20 zwojów na metr, kolory żył: biały i czarny. Ekranowanie 100% taśmą aluminiową, żyła uziemiająca miedziana ocynkowana. Izolacja żył oraz osłona zewnętrzna wykonane z PCV.
- Kable sygnałowe wieloparowe (dla sygnałów analogowych lub dwustanowych) – takie same, jak kable sygnałowe jednoparowe, ale z parami numerowanymi, przekrój 0,75 mm² lub 1 mm², ekran wspólny z żyłą uziemiającą miedzianą, ocynowaną. Ilości par w kablach: 8, 12, 16, 24.
- Kable kompensacyjne do termopar – jednoparowe zgodne z wymogami norm i standardów z załącznika, przekrój AWG 16 (1,31 mm²), żyły skręcane. Ekranowanie 100% taśmą aluminiową, żyła uziemiająca miedziana, ocynkowana.

Izolacja żył oraz osłona zewnętrzna wykonane z PCV, kody kolorów izolacji żył oraz osłon zgodne z normami i standardami z załącznika.

- Kable kompensacyjne do termopar wieloparowe – takie same, jak kable jednoparowe, przekrój żyły AWG 20 (0,52 mm²), pary ponumerowane z dodatkową izolowaną żyłą miedzianą o przekroju 0,5 mm² do komunikacji. Ekran wspólny z żyłą uziemiającą miedzianą, ocynowaną.
- Kable do rezystancyjnych czujników temperatury (RTD) – trzyżyłowe lub czteryżyłowe, przekrój 1,0 mm² pomiary temperatury na silnikach elektrycznych średniego napięcia są opisane w wymaganiach technicznych branży elektrycznej.
- Wszystkie kable muszą mieć oznaczniki z opisem kabla.
- Kable wieloparowe/wielotriadowe muszą posiadać minimum 20% rezerwowych par/triad podłączonych z obu stron (do skrzynki złączej oraz szafy krosowej) na rezerwowych listwach zaciskowych
- Kable w obwodach iskrobezpiecznych muszą być tak dobrane, aby spełniały wymogi techniczne dotyczące iskrobezpieczeństwa – dotyczy to pojemności, indukcyjności i rezystancji izolacji. Kable dla obwodów iskrobezpiecznych muszą być dostarczone łącznie z atestem wytwórcy potwierdzającym parametry techniczne oraz ich zastosowanie w obwodach iskrobezpiecznych.
- Kable dla aparatury obiektowej PiA muszą mieć powłoki następującego koloru:
 - obwody iskrobezpieczne (Ex i) – kolor jasno niebieski
 - obwody niskonapięciowe nieiskrobezpieczne – kolor szary
 - obwody zasilające 230V AC – kolor czarny

2.2.15 Skrzynki złączne

- Wymagane jest zastosowanie oddzielnych skrzynek złącznych dla następujących rodzajów obwodów:
 - iskrobezpiecznych sygnałów analogowych;
 - iskrobezpiecznych sygnałów dwustanowych;
 - kabli niskonapięciowych sygnałów analogowych w obwodach nieiskrobezpiecznych;
 - kabli niskonapięciowych sygnałów dwustanowych w obwodach nieiskrobezpiecznych;
 - zaworów elektromagnetycznych;
- Wymagane jest zastosowanie oddzielnych skrzynek złącznych dla następujących systemów:
 - DCS
 - PLC
 - ESD
 - GDS
 - MMS
- Wszystkie skrzynki złączne muszą być wyposażone w listwy zaciskowe z zaciskami śrubowymi. Wymagane jest pozostawienie minimum 20% rezerw na listwach zaciskowych okablowanych od strony kabla wieloparowego/wielotriadowego. Skrzynki muszą mieć metalową szynę odizolowaną od obudowy z zaciskami do podłączenia ekranów kabli. Skrzynki muszą być odporne na wpływy atmosferyczne i posiadać odpowiednie wykonanie Ex.

- Kable jedno oraz wieloparowe muszą wchodzić do skrzynki z dołu. Wejścia kabli z góry lub boku skrzynki są niedopuszczalne.
- Żyły kabli muszą być podłączone bezpośrednio do złączy zaciskowych. Wprowadzenie kabli do skrzynek jest dozwolone tylko przez dławiki kablowe. Dławiki kablowe muszą być odporne na wpływy atmosferyczne. Dławiki stosowane w skrzynkach typu Ex i, Ex e oraz Ex d muszą posiadać odpowiedni certyfikat wykonania i być oznaczone zgodnie z normami zharmonizowanymi z dyrektywą ATEX. Niewykorzystane wejścia kabli do skrzynek muszą być zaślepione. Zaśleпки w skrzynkach przeciwwybuchowych muszą odpowiadać wykonaniu skrzynki złączonej. Nie dopuszcza się do stosowania dławików, zaślepek i redukcji kablowych w strefach zagrożonych wybuchem bez odcachowania.
- Wszystkie skrzynki złączne muszą mieć białe tabliczki z opisem z czarnymi literami odpowiednio dla Ex d, niebieskie tabliczki z opisem z białymi literami dla Ex i oraz czerwone tabliczki z opisem z białymi literami dla obwodów systemu ESD. Tabliczka musi być trwale przymocowana do skrzynki i odporna na oddziaływanie warunków atmosferycznych.

2.2.16 Koryta kablowe oraz ich prowadzenie

Kable oraz rurki tras impulsowych muszą być ułożone w korytach kablowych

- Należy stosować oddzielne koryta kablowe dla następujących rodzajów kabli:
 - kabli zasilających 230V AC, 50 Hz;
 - kabli niskonapięciowych w obwodach nieiskrobezpiecznych – analogowych i dwustanowych;
 - kabli iskrobezpiecznych – analogowych i dwustanowych; oznaczonych kolorem jasno niebieskim;
 - kabli komunikacyjnych (w tym światłowody).
- Główne trasy kablowe muszą być prowadzone na wydzielonych półkach lub wspornikach na estakadach rurociągów,
- Koryta kablowe muszą być zakryte pokrywą;
- Koryta kablowe nie mogą mieć otworów i perforacji z wyjątkiem otworów montażowych i drenażowych. Dopuszcza się inne rozwiązania po uzgodnieniu z Zamawiającym.
- Rozstaw podpór koryt nie może przekraczać 3 m na odcinku prostym; w przypadku kształtek (łuki, trójniki, czwórniki, redukcje itp.) podpórki muszą być stosowane gęściej,
- Koryta, wsporniki, elementy połączeniowe muszą być cynkowane na gorąco zgodnie z normą z załącznika: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”. Grubość pokrycia – 50 do 80 mikronów w zależności od grubości materiału, obustronnie,
- Trasy kablowe wykonane z GRP (żywica poliestrowa wzmocniana włóknem szklanym) powinny być stosowane po wcześniejszym uzgodnieniu wszędzie tam gdzie wymagają tego warunki otoczenia.
- Indywidualne trasy kablowe należy prowadzić w korytkach 50x50 lub teleksowych ocynkowanych.
- Wszystkie koryta kablowe muszą być uziemione, a koryta iskrobezpieczne dodatkowo malowane na niebiesko i/lub oznaczone znakiem „Ex i”.

2.2.17 Szafki ochronne

- Szafki ochronne do aparatury PiA muszą być tak zbudowane, aby możliwy był łatwy demontaż przetworników i zbloczy bez naruszenia rurek impulsowych. Przyłącza procesowe muszą znajdować się w tylnej części szafki, ich wymiary muszą być zgodne z wymaganiami podanymi w punkcie 2.2.4.2.
- Rodzaj zastosowanego wyposażenia i jego rozmieszczenie w szafce musi umożliwiać swobodny dostęp do wszystkich zamontowanych w niej elementów w trakcie wykonywania czynności konserwacyjnych i remontowych.
- Jeśli wymaga tego proces, szafki ochronne do aparatury PiA muszą być ogrzewane elektrycznie lub w przypadku modernizacji istniejących instalacji, na których występuje ogrzewanie parowe, każdorazowo za zgodą użytkownika mogą być ogrzewane parowo (w zakresie branży mechanicznej). Sposób ogrzewania należy uzgodnić i dostosować do możliwości zabudowy na obiekcie danej instalacji na etapie projektu technicznego.
- Szafki ochronne nie mogą być montowane poniżej 1,5 m nad poziomem gruntu lub podestu chyba że wynika to ze szczególnych uwarunkowań; wówczas należy to uzgodnić z odpowiednimi służbami Działu PUM.
- Szafki ochronne należy stosować do następującej aparatury i wyposażenia:
 - przetworniki różnicy ciśnień w układach pomiaru poziomu, przepływu;
 - przetworniki i sygnalizatory ciśnienia;
 - przetworniki i sygnalizatory różnicy ciśnień,
- Szafki ochronne wykonane z tworzyw sztucznych muszą posiadać odpowiednie wykonanie antyelektrostatyczne lub elektroprowadzące przeznaczone do pracy w strefach zagrożenia wybuchem gazów lub pyłów oraz potwierdzone stosowną deklaracją producenta.

2.2.18 Wagi

Systemy wagowe i związane z nimi przetworniki będą zaprojektowane i zamontowane tak, aby zapewnić niezawodny, stabilny i dokładny pomiar.

Wymagania techniczne i warunki otoczenia będą wyspecyfikowane na odpowiednich formularzach. Dostawca powinien podać możliwości komunikacji systemu ważenia z systemem sterowania.

Sygnał wyjściowy 4...20 mA 24 VDC (połączenie 2 żyłowe do systemu sterowania DCS) jest wymagany jako minimum informacji o ważeniu.

Przetworniki muszą umożliwiać komunikację z systemem DCS.

Przetworniki powinny posiadać możliwość komunikacji z wykorzystaniem protokołu HART lub być wyposażone w dedykowane narzędzia i oprogramowanie do konfiguracji i sprawdzenia funkcji pomiarowych.

2.2.19 Zbiornik buforowy powietrza PiA

Z zakładowej sieci powietrze PiA dostarczane jest na granicę działki pod ciśnieniem minimalnym 450 kPa, maksymalnym 800 kPa.

Na każdej instalacji technologicznej wymagane jest zainstalowanie zbiornika buforowego powietrza PiA, który ma za zadanie zabezpieczyć powietrze PiA dla bezpiecznego wyłączenia instalacji w przypadku awarii zakładowej sieci powietrza pomiarowego. Czas podtrzymania

powietrza PiA dla instalacji zależy od zastosowanej technologii i określa go branża technologiczna. Dla wstępnego określenia wielkości zbiornika buforowego należy przyjąć, że minimalny czas podtrzymania powietrza PiA dla danej instalacji wynosi minimum 30 min, a minimalne ciśnienie dla sterowania urządzeniami wykonawczymi wynosi 350 kPa.

2.3 Bilans instalacji

Wszystkie dopływające do instalacji surowce, odpływające produkty oraz wszelkie media energetyczne i pomocnicze są przedmiotem bilansu. Głównym kryterium dokładności bilansu jest różnica pomiędzy dopływającymi surowcami oraz odpływającymi produktami, z uwzględnieniem dokładności zastosowanej aparatury pomiarowej. Jednostkami używanymi w bilansie są tony, kg, m³, kW, GJ. Stosowane jednostki czasu to zmiana robocza, dzień, miesiąc, rok. Aparatura i systemy pomiarowe stosowane do pomiaru i bilansu mediów wejściowych i wyjściowych na granicy podziału powinny być zaprojektowane i wykonane zgodnie z dyrektywą Europejską MID – Measuring Instruments Directive – Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 roku w sprawie przyrządów pomiarowych oraz z wymogami Głównego Urzędu Miar (GUM). Wymagania GUM podane są w Dz. Ustaw 2009 Nr 104 pozycja 862 lub na stronie WWW.gum.gov.pl

2.3.1 Urządzenia pomiarowe stosowane w pomiarach bilansowych

Dla surowców procesowych muszą być stosowane następujące rodzaje przepływomierzy:

- Na głównych ciągach – przepływomierze masowe – po uzyskaniu akceptacji zamawiającego;
- Na pozostałych mniejszych ciągach – przepływomierze objętościowe lub zwężkowe. W przypadku mediów, których skład oraz gęstość zmienia się w szerokim zakresie - musi być również stosowany pomiar gęstości;
- Zastosowana aparatura pomiarowa musi mieć następującą dokładność:

Medium	Typ przyrządu	Dokładność
Węglowodory ciekłe	Przepływomierz masowy	±0,1%
Węglowodory gazowe	Przepływomierz masowy	±0,5%
Ciekłe chemikalia	Przepływomierz masowy	±0,2%
Polimery	System wagowy	±0,2%

- Dla medium energetycznych i użytkowych aparatura pomiarowa musi mieć następującą dokładność:

Medium	Typ przyrządu	Dokładność
Para	Przepływomierze objętościowe/ pomiar kryzowy	±1,5%
Woda chłodząca	Przepływomierze objętościowe/ pomiar kryzowy	±1,5%
Inne media energetyczne/użytkowe	Przepływomierze objętościowe/ pomiar kryzowy	±1,5%
Produkty sypkie	Pomiar wagowy	±1%
Media chemiczne		±1%
Energia elektryczna	kWh	±1%

- Pomiary muszą być podłączone do systemu DCS;
- W projekcie muszą być zamieszczone algorytmy korygujące do bilansowania par i gazów

Zastosowana aparatura pomiarowa musi być dostarczona z dokumentem potwierdzającym dokładność zastosowanego urządzenia np. z DTR zawierającą taką informację.

3. Standardy Komputerowych Systemów Monitorowania, Sterowania i Zabezpieczeń Instalacji Produkcyjnych i Ekspedycyjnych Zakładów ORLEN POŁUDNIE S.A.

3.1 Podstawa i cel opracowania standardów

Celem opracowania niniejszych „Standardów Komputerowych Systemów Monitorowania, Sterowania i Zabezpieczeń” (zwanych dalej wspólnie „Standardem”) jest określenie minimalnych wymagań technicznych oraz bezpieczeństwa jakie muszą spełniać modernizowane, rozbudowywane i implementowane komputerowe systemy sterowania, monitorowania i zabezpieczeń instalacji produkcyjnych i ekspedycyjnych Zakładów Produkcyjnych ORLEN POŁUDNIE S.A.

3.2 Zakres obowiązywania

Wymagania zawarte w niniejszym Standardzie obejmują wszystkie nowo implementowane/modernizowane *Systemy* oraz powiązane z nimi komponenty sprzętowe. W szczególności Standard definiuje wymagania w następujących obszarach:

1. systemy nadrzędne realizujące funkcje sterowania (w tym regulacji), archiwizacji i alarmowania – DCS,
2. sterowniki programowalne PLC,
3. programowalne sterowniki realizujące funkcje bezpieczeństwa,
4. komunikacja pomiędzy *Systemami* a systemami zewnętrznymi,
5. współpraca z systemami wspomagającymi,
6. kontrola dostępu,
7. sieci,
8. zdalny dostęp,
9. bezpieczeństwo fizyczne i środowiskowe,
10. wytyczne do SAT/FAT.

Niniejszy Standard stanowi integralną część specyfikacji istotnych warunków zamówienia nowych *Systemów* lub komponentów stosowanych przy modernizacji lub rozbudowie *Systemów* już eksploatowanych.

Dostawcy mogą, w uzasadnionych przypadkach, zgłaszać do ORLEN POŁUDNIE S.A. w formie pisemnej prośby o możliwość uszczegółowienia budzących wątpliwości zapisów.

3.3 Odstępstwa

W przypadku, gdy *Oferent* proponuje rozwiązanie odbiegające od Standardu, powinien przedstawić w formie pisemnej opis proponowanego rozwiązania wraz ze wskazaniem w jakiej części odbiega on od Standardu. Ponadto *Oferent* jest zobowiązany do wskazania jakie mechanizmy planuje wdrożyć w celu zaadresowania ryzyka wynikającego z odstępstwa.

Każde odstępstwo od Standardu musi być zatwierdzone na etapie ofertowania przez Dział PUM.

4. Sterownia i pomieszczenia szaf sterowniczych automatyki i pomiarów

W tym rozdziale zdefiniowano wymagania techniczne dla wyposażenia sterowni i pomieszczeń szaf sterowniczych.

4.1 Wymagania montażowe sterowni i pomieszczeń szaf sterowniczych

Połączenia między pomieszczeniem szaf sterowniczych, a aparaturą obiektową muszą być wykonane kablami wielożyłowymi do skrzynek przyłączeniowych zlokalizowanych na obiekcie. W szczególnych przypadkach dopuszcza się użycie kabla jednoparowego bezpośrednio z przyrządu PiA zlokalizowanego na obiekcie do pomieszczenia szaf sterowniczych. W obrębie instalacji technologicznych kable PiA muszą być prowadzone w korytach ułożonych na półkach kablowych wzdłuż estakad dla rurociągów. W pomieszczeniu sterowni i szaf sterowniczych musi być wykonana podłoga podniesiona na rozprowadzenie okablowania pod szafami, stacjami operatorskimi.

Zakończenie kabli – na listwach przyłączeniowych w szafach/panelach krosowych (w pomieszczeniu szaf sterowniczych). Wszystkie żyły kabli muszą być podłączone do listew zaciskowych typu śrubowego z rozłącznikiem nożowym.

Konsole operatorskie, część systemu DCS, wraz z odpowiednimi monitorami, klawiaturami, drukarkami itd. zainstalowane będą w sterowni. Ciągi szaf zainstalowanych w pomieszczeniach szaf sterowniczych składać się będą z:

- szaf krosowych
- szaf systemu DCS
- szaf sterowników programowalnych – PLC/ESD
- szaf dystrybucji mocy
- szaf sieciowych
- szaf pomocniczych

Połączenia między szafami w pomieszczeniach szaf sterowniczych prowadzone będą kablami wielożyłowymi w kanałach kablowych oraz kablami prefabrykowanymi.

Wejście kabli do budynku sterowni musi być uszczelnione i zabezpieczone przed przenikaniem wody, wilgoci i gazów palnych do pomieszczeń. Należy stosować przepusty kablowe z uwzględnieniem występowania strefy zagrożenia wybuchem.

Urządzenia PiA, stacje operatorskie, szafy itd. zlokalizowane w sterowni i w pomieszczeniu szaf sterowniczych podłączone będą do systemu uziemienia.

System uziemienia składa się z niezależnych systemów:

1. Uziemienie ochronne (PE).
Do systemu tego podłączone są wszystkie metalowe obudowy wyposażenia PiA, szafy, koryta kablowe, itp.
2. Uziemienie systemowe (FES).
Do systemu tego podłączone są wszystkie punkty odniesienia 0 Volt dla sygnałów elektrycznych i elektronicznych oraz ekrany kabli. Kable pomiarowe należy uziemiać po stronie szafy krosowej w punkcie rozszybia kabla.
3. Uziemienie obwodów iskrobezpiecznych (ISE)
Do systemu tego podłączone są wszystkie punkty odniesienia dla barier oraz ekranów kabli iskrobezpiecznych. Kable pomiarowe należy uziemiać po stronie szafy krosowej w punkcie rozszybia kabla.

Wszystkie systemy uziemienia muszą być od siebie odizolowane oraz od innych przewodzących elementów. Każdy z nich musi być oznakowany zgodnie z punktem 2.2.13.

Wszystkie systemy muszą być połączone do centralnego punktu sieci uziemiającej poza pomieszczeniem szaf sterowniczych i sterowni.

4.2 Podstawowe urządzenia PiA stanowiące wyposażenie sterowni i pomieszczeń technicznych

Na wyposażenie sterowni składa się:

- system DCS dla sterowania, regulacji i archiwizacji danych
- sterowniki programowalne (PLC/ESD) dla zabezpieczeń i blokad
- dedykowane sterowniki PLC dostarczone w ramach pakietów
- system monitoringu przeciwpożarowego (FDS)
- system monitoringu gazów palnych i toksycznych (GDS)
- system antypompażowy
- system monitoringu maszyn (MMS)

Do połączenia ww. systemów stosowane są następujące szafy:

- szafy krosowe
- szafy dystrybucji mocy
- szafy przekaźnikowe dla połączeń między branżą PiA oraz elektryczną (IRC)

4.3 Szafa przekaźników pośredniczących

Szafa przekaźników pośredniczących do przekazywania z branży PiA do elektrycznej i odwrotnie, musi spełniać następujące wymagania:

- Szafa wolnostojąca z pojedynczymi drzwiami. Drzwi wyposażone w uchwyt z zamkiem na klucz, dwa kluczyki w komplecie. Szafa powinna mieć demontowalne uchwyty oczkowe na górze do transportu. Wejście kabli do szafy od dołu. Kable powinny być mocowane uchwytami typu U.
- Osprzęt elektryczny zgodny z wymogami CENELEC-IEC.
- Szafa przekaźników pośredniczących musi być zgodna z najnowszą wersją dokumentu: „WYMAGANIA TECHNICZNE BRANŻY ELEKTRYCZNEJ”. Szczegóły opisane w aktualnym WTBE rew. 2.3 polska.
- Przekaźniki z/do systemu ESD, w zależności od klasyfikacji SIL dla danej pętli blokadowej muszą posiadać certyfikat do pracy zgodnie z klasyfikacją SIL.
- Przekaźniki pośredniczące zasilane z systemów DCS/PLC muszą mieć cewkę zasilaną napięciem 24V DC, bezpotencjałowe styki przekaźnikowe przystosowane do pracy pod napięciem 230VAC lub 110VDC, powinny być wystawione do wykorzystania przez branżę elektryczną. Przekaźniki muszą być odporne na zakłócenia elektromagnetyczne oraz wyposażone w sygnalizatory stanu pracy (dioda LED).
- Przekaźniki pośredniczące zasilane przez branżę elektryczną muszą mieć cewkę zasilaną napięciem 230V AC lub 110V DC, bezpotencjałowe styki przekaźnikowe powinny być wystawione do wykorzystania przez branżę PiA. Przekaźniki muszą być odporne na zakłócenia elektromagnetyczne.

- Zastosowane przekaźniki pośredniczące muszą umożliwiać wymianę bez konieczności rozłączania obwodu elektrycznego.
- Dla komunikacji szeregowej i sygnałów analogowych trzeba zastosować separację galwaniczną pomiędzy branżami PiA, a elektryczną.
- Sygnały wewnątrz szafy muszą być rozdzielone na grupy zależnie od występującego napięcia - 24V DC, 110V DC, 230V AC. Dla każdego z napięć muszą być oddzielne listwy zaciskowe.

System elektrycznego zasilania bezprzerwowego nie wchodzi w zakres opracowania.

Do systemu DCS będą doprowadzone z każdego zasilacza UPS sygnały w formie bezpotencjałowych styków przekaźnikowych informujące o jego nieprawidłowej pracy lub w postaci komunikacji szeregowej MODBUS-RTU.

5. Systemy monitorowania i sterowania (DCS)

Niniejszy rozdział opisuje minimalne wymagania stawiane *systemom DCS* i ich komponentom oferowanym dla zakładów produkcyjnych ORLEN POŁUDNIE S.A. . Określone w niniejszym Standardzie wymagania odnoszą się do części sprzętowej, programowej, zasad licencjonowania oraz obsługi gwarancyjnej. Standard określa sposoby realizacji podstawowych funkcji *Systemów DCS*, takich jak:

- Akwizycja i przetwarzanie sygnałów wejściowych/wyjściowych,
- Regulacja i sterowanie,
- Wizualizacja procesów technologicznych,
- Diagnostyka i alarmowanie,
- Historyzacja i archiwizacja danych,
- Raportowanie,
- Komunikacja wewnątrz *Systemu* oraz komunikacja z systemami zewnętrznymi.

Ponadto Standard określa wymagania stawiane oferowanym *Systemom DCS*, w następujących obszarach:

- Redundancja,
- Bezprzerwowa praca,
- Skalowalność,
- Nadmiarowość,
- Wydajność,
- Kopie zapasowe,
- Warunki licencyjne,
- Profesjonalna obsługa gwarancyjna.

5.1 Akwizycja i przetwarzanie sygnałów wejściowych/wyjściowych

Moduły wejść/wyjść:

1. Moduły oferowanych *Systemów DCS* muszą obsługiwać co najmniej wszystkie z poniższych standardowych typów sygnałów wejściowych/wyjściowych:

DI	Styki bez-napięciowe Sygnały zgodne z NAMUR
DO	24 VDC, beznapięciowy moduł wyjść przekaźnikowych (Relay Output)
AI	4-20 mA PT100 TC (Termopary)
AO	4-20mA
wejścia impulsowe	0-10 000 HZ

2. Sygnały redundantne nie mogą być podłączone do tych samych modułów.
3. Sygnały powinny być przyporządkowane do modułów na zasadzie segregacji wg realizowania tych samych funkcji lub obsługi wspólnego fragmentu instalacji.
4. Dla wszystkich sygnałów wejściowych/wyjściowych *System DCS* powinien zapewnić następującą diagnostykę:
 - a. wykrywanie przerwania toru pomiarowego,
 - b. wykrywanie przekroczenia zakresów pomiarowych,
 - c. wykrywanie zwarcia dla tych typów sygnałów, dla których jest to możliwe

Komunikacja

5. Akwizycję sygnałów z aparatury obiektowej oraz sterowanie należy w normalnych przypadkach realizować poprzez moduły wejść/wyjść (o których mowa w p. 5.1.1) *Systemu DCS*. W szczególnych przypadkach, dopuszczalne jest stosowanie standardowych protokołów komunikacyjnych, takich jak:
 - a. Foundation Fieldbus
 - b. Profibus
 - c. Device Net
6. W celach wymiany danych z innymi systemami, *System DCS* powinien mieć możliwość obsługi standardowych protokołów komunikacyjnych, takich jak:
 - a. Modbus RTU
 - b. Modbus TCP
 - c. OPC
 - d. Profibus
 - e. Profinet

Jeżeli realizacja komunikacji z użyciem tych protokołów jest niemożliwa, *Dostawca* może zastosować inne rozwiązanie, pod warunkiem uzyskania akceptacji *Działu PUM*. Sygnały

komunikacyjne nie mogą być używane do celów sterowania ciągłego. Zalecane jest używanie tych sygnałów tylko do odczytu (read only).

7. Do realizacji komunikacji z innymi systemami, należy używać połączeń w standardach:

- a. RS232 / RS485 / RS422
- b. Ethernet

W przypadku kiedy połączenie wychodzi poza pomieszczenie systemu DCS należy zastosować konwersję sygnału elektrycznego na optyczny.

8. Przy wykonywaniu połączeń z innymi systemami *Dostawca* jest zobowiązany do przekazania listy wymienianych sygnałów w postaci tabeli:

Oznaczenie sygnału/zmiennej	Opis zmiennej	Typ, długość	Adres	Nastawy alarmów L, LL	Nastawy alarmów H, HH	Zakres oraz jednostka inżynierska
-----------------------------	---------------	--------------	-------	-----------------------	-----------------------	-----------------------------------

Przetwarzanie sygnałów

Zebrane sygnały analogowe i binarne są przetwarzane przez *System DCS*, np. archiwizowane w bazie danych lub przeliczane w celu uzyskania informacji pochodnych. Wymagania odnośnie archiwizacji zbieranych sygnałów opisuje rozdział 5.5.

9. *System DCS* musi pozwalać na wykonywanie co najmniej następujących operacji na przetwarzanych sygnałach:

- a. operacje logiczne (logika Bool'a) na sygnałach dyskretnych:
AND, OR, NOR, XOR, NOT, NAND, JEŻELI .. TO
- b. Operacje matematyczne:
+, -, *, /, DIV, MOD
- c. Funkcje arytmetyczne i trygonometryczne:
SIN, COS, TAN, ABS, LN, MIN, MAX, ŚREDNIA, SQR, SQRT
- d. Operacje porównywania:
<, <=, >, >=, =, <>
- e. Funkcje specjalne:
filtracja, skalowanie, konwersja typów, opóźnienia od zboczy,

Regulacja i sterowanie

10. *System DCS* musi zapewnić możliwość sterowania binarnego, sekwencyjnego oraz analogowego.

11. *System DCS* musi zapewniać możliwość automatycznej regulacji procesów. Konfiguracja systemu musi zapewniać bez-uderzeniowe przechodzenie pomiędzy trybami sterowania i regulacji (bezsokowa zmiana wartości sygnału sterującego).

12. *System* musi umożliwiać regulację procesu z wykorzystaniem co najmniej następujących algorytmów:

- a. regulator dwu-położeniowy z histerezą,
- b. regulatory P, PI, PID,

- c. regulator kaskadowy,
- d. regulator wyprzedzenie/opóźnienie,
- e. regulator krokowy,
- f. regulator stosunku.

oraz z punktu widzenia zmienności wartości zadanej:

- a. regulator stałowartościowy,
- b. regulator nadążny.

5.2 Synchronizacja czasu

1. Należy zapewnić synchronizację czasu z wiarygodnym źródłem czasu

5.3 Wizualizacja procesów

1. Aplikacja wizualizacyjna Systemu DCS musi pozwalać na szybką i płynną nawigację pomiędzy ekranami. Struktura aplikacji powinna się opierać na 3 głównych rodzajach ekranów:
 - a. Ekran przedstawiający schemat instalacji objętej *Systemem DCS* z podziałem na węzły technologiczne. Rozmieszczenie elementów symbolizujących dane węzły, należy wykonać wg powiązań procesowych między tymi instalacjami lub położenia geograficznego.
 - b. Ekrany prezentujące schematy węzłów instalacji, wykonane na podstawie schematów P&ID. Na schemacie należy umieścić punkty pomiarowe wraz z mierzonymi wartościami, stan elementów wykonawczych, stan pętli regulacyjnych oraz inne informacje zbierane z aparatury obiektowej.
 - c. Ekrany szczegółowe grup pomiarów i wysterowań, wykorzystywane w szczególnych przypadkach, gdy konieczna jest diagnostyka lub reakcja operatora. Ekrany te powinny zawierać wszystkie informacje niezbędne dla bezpiecznego i świadomego przeprowadzenia operacji, dla której są przeznaczone. Przykładowo, ekran systemu bezpieczeństwa powinien zawierać: stan systemu, stan sygnałów MOS i POS oraz zezwolenia na ich zakładanie, detekcję pierwszej przyczyny, itp.
2. Do ekranów szczegółowych zaliczamy ekrany przedstawiające stan systemów pomocniczych, takich jak:
 - a. System zasilania elektrycznego NBR,
 - b. System monitoringu maszyn MMS,
 - c. System detekcji gazów niebezpiecznych GDS,
 - d. System przeciwpożarowy,
 - e. Systemy bezpieczeństwa,

a także ekrany diagnostyczne oraz ekrany dla złożonych urządzeń posiadających własne systemy sterowania, takie jak:

- a. Ekran awarii bieżących i historycznych
- b. Ekran zdarzeń bieżących i historycznych
- c. Ekran trendów wielkości mierzonych
- d. Ekran stanu modułów wejść/wyjść *Systemu DCS*
- e. Ekran stanu komunikacji z powiązanymi urządzeniami i systemami
- f. Ekran bilansu materiałowego i energetycznego instalacji

3. Wymagania wobec układu ekranów

- a. Tło na wszystkich ekranach przedstawiających grafiki procesowe powinno być jednolite i takie samo. Zaleca się używanie koloru szarego.
- b. Na każdym ekranie powinien znajdować się jednoznaczny nagłówek opisujący, którego węzła dany ekran dotyczy i jakiego rodzaju informacje są na nim prezentowane.
- c. Ekrany prezentujące stan instalacji technologicznych należy wykonać na podstawie aktualnych schematów P&ID.
- d. Niezależnie od wyświetlanego ekranu, operator musi być powiadamiany o wchodzącym alarmie.
- e. Wchodzące alarmy procesowe powinny być identyfikowane nazwą punktu i jego opisem, wraz z bieżącą wartością pomiarową.

4. Wymagania wobec symboli graficznych

- a. Symbole graficzne muszą wyglądem odzwierciedlać kształt symbolizowanych elementów.
- b. Symbole graficzne przedstawiające elementy danego rodzaju, należy możliwie ujednolicić w obrębie całej aplikacji.
- c. Oferowany *System* musi mieć możliwość tworzenia biblioteki symboli (punktów pomiarowych, sygnalizatorów, pomp, zaworów, itp.). Zdefiniowany w bibliotece symbol może być wykorzystany do reprezentowania wielu elementów tego samego typu. Wykonawca aplikacji jest zobowiązany do jak najszerszego korzystania z tej funkcjonalności. *System* musi mieć możliwość wprowadzania zmian dla symbolu w bibliotece i możliwość szybkiego wprowadzenia tych zmian dla wszystkich instancji tego symbolu.
- d. Na schematach nie należy umieszczać symboli elementów nie monitorowanych (np. zaworów ręcznych bez sygnalizatorów położenia) i nie sterowanych, chyba że ma to istotne znaczenie dla zrozumienia wizualizowanego procesu.
- e. Symbole dużych elementów, zajmujących znaczącą część ekranu nie powinny być wypełnione kolorem, być animowane ani w żaden inny sposób utrudniać dostępu do pozostałych istotnych informacji.
- f. Każdy z symboli musi posiadać opis umożliwiający jednoznaczną identyfikację elementu, którego stan odzwierciedla.
- g. Należy unikać używania kolorów zarezerwowanych dla alarmów.
- h. Stosowanie elementów migających jest dopuszczalne wyłącznie dla sygnalizacji nie skwitowanych alarmów (np. wyklucza się stosowanie migania dla przejściowych stanów zaworów).

5. Wymagania wobec funkcji sterujących

- a. Aplikacja wizualizacyjna nie powinna samodzielnie realizować algorytmów automatycznego sterowania i regulacji instalacją (np. za pomocą skryptów). Wszystkie algorytmy sterujące powinny być realizowane w kontrolerach DCS. Stacja operatorska umożliwia uprawnionym użytkownikom tylko świadome, ręczne sterowanie urządzeniami i elementami wykonawczymi, zmianę wartości zadanych, rozpoczęcie lub zatrzymanie wybranej sekwencji, itp.
6. Wymagania wobec oprogramowania stacji operatorskich
- a. Użytkownicy stacji operatorskich o zwykłych uprawnieniach nie mogą mieć możliwości zamykania ani minimalizowania aplikacji wizualizacyjnej.
 - b. Użytkownicy stacji operatorskich o zwykłych uprawnieniach nie powinni mieć możliwości uruchamiania konsoli systemowej ani programów innych niż przypisane dla tych użytkowników.
 - c. Po uruchomieniu lub restarcie stacji operatorskiej aplikacja wizualizacyjna powinna się uruchamiać automatycznie. W czasie uruchamiania aplikacji, użytkownik nie powinien mieć możliwości uruchomienia innych programów, niż tych, które są przyporządkowane do jego poziomu dostępu.
 - d. Stacje operatorskie muszą być zabezpieczone przed niepowołanym dostępem. Wymagane w tym celu środki opisuje rozdział 12.2.
7. Wymagania wobec edytora grafik:
- a. Co najmniej 256-kolorowa paleta kolorów.
 - b. Możliwość tworzenia bibliotek symboli graficznych, które można stosować wielokrotnie w obrębie aplikacji, w celu prezentowania stanu identycznych elementów.
 - c. Możliwość tworzenia animacji elementów i symboli, takich jak: zmiana kolorów, miganie, zmiana wielkości lub położenia, widzialność.
 - d. Możliwość wiązania elementów graficznych i symboli ze skryptami realizującymi inne funkcje *Systemu DCS* (np. działania na bazie danych).
 - e. Możliwość importowania grafik wykonanych za pomocą innych programów w standardowych formatach (*.bmp, *.jpg, *.gif).
 - f. Możliwość rozróżniania rodzajów i stanów alarmów poprzez różnicowanie kolorystyki.

5.4 Diagnostyka i alarmowanie

1. *System DCS* musi alarmować oraz umożliwiać diagnostykę przy następujących zdarzeniach:
 - a. wyjęcie modułu CPU kontrolera,
 - b. wyjęcie modułu komunikacyjnego,
 - c. wyjęcie modułu wejść/wyjść,
 - d. uszkodzenie modułu CPU kontrolera,
 - e. uszkodzenie modułu komunikacyjnego,
 - f. uszkodzenie modułu wejść/wyjść,
 - g. uszkodzenie kanału na module wejść/wyjść,

- h. wartość sygnału wejściowego/wyjściowego poza zakresem,
- i. błędy komunikacyjne,
- j. praca bez redundancji (CPU, wejścia/wyjścia, komunikacji),
- k. awaria zasilania (systemowego, obiektowego).

5.5 Historyzacja i archiwizacja

1. *System DCS* musi zapewnić historyzację „online” wszystkich sygnałów analogowych (minimum pół roku), alarmów, zdarzeń oraz działań operatora (minimum 100 000 pozycji).
2. *System DCS* musi zapewnić możliwość wyświetlania historii zmian sygnałów w postaci trendów.
3. Oprócz wykresów wartości chwilowych, *System* musi prezentować informacje o wartościach maksymalnych, minimalnych, średnich z określonych przedziałów czasowych. W przypadku równoczesnego wyświetlania więcej niż jednego sygnału, dla każdego sygnału (lub typu) musi być osobna skala odpowiadająca jego pełnemu zakresowi w jednostkach inżynierskich.
4. Oprócz historyzacji krótkoterminowej, *System* musi dokonywać archiwizacji długookresowej, w tym eksportu wartości historycznych na zewnętrzne nośniki danych. Ewentualne odtworzenie danych historycznych z archiwum powinno być procesem szybkim i wygodnym. Wykonawca musi zapewnić możliwość wykorzystania odtworzonych danych przez inne aplikacje, np. raportowanie.
5. Użytkownicy *Systemu* muszą mieć możliwość: wyświetlania wykresów historyzowanych przebiegów z wybranego okresu czasu, wyszukania osiągnięcia przez daną wielkość określonej wartości (przekroczenia poziomu wysokiego lub niskiego). Wykresy muszą być skalowalne – użytkownik musi mieć możliwość przybliżenia wybranego fragmentu wykresu poprzez zawężenie skali. Należy zapewnić możliwość swobodnego wyboru zestawu sygnałów przedstawianych na wykresach, wydruku wygenerowanego wykresu oraz zapisu do pliku.

5.6 Raportowanie

1. Funkcjonalność *Systemu DCS* musi pozwalać na:
 - a. tworzenie listy raportów,
 - b. definiowanie nowych raportów,
 - c. edycję raportów wcześniej zdefiniowanych,
 - d. usunięcie zdefiniowanych raportów,
 - e. definiowanie metod automatycznego tworzenia raportów (w odpowiedzi na zdarzenie lub o określonej godzinie),
 - f. generowanie raportu na żądanie operatora,

- g. archiwizację przez *System DCS* oraz inne Systemy (poprzez możliwość przesłania wygenerowanego raportu),
 - h. automatyczny wydruk.
2. Podczas definiowania raportu w *Systemie DCS*, należy zapewnić możliwość określania:
- a. nazwy raportu,
 - b. nazwy linii produkcyjnej,
 - c. zmiennych, które będą raportowane,
 - d. wartości bilansowych, które będą raportowane ,
 - e. okres za który raport jest generowany,
 - f. dane osoby generującej raport.
3. Każdy raport powinien zawierać przynajmniej następujące informacje:
- a. nazwę raportu,
 - b. nazwę linii produkcyjnej,
 - c. datę i godzinę wygenerowania raportu,
 - d. wartości sygnałów/zmiennych (aktualne, historyzowane lub obliczone w zależności od rodzaju raportu),
 - e. okres za który raport jest generowany.
4. *System DCS* musi zapewnić możliwość elastycznego tworzenia różnych raportów na przykład:
- a. dobowy/miesięczny raport produkcji instalacji wraz z wartościami zmiennych oraz danymi bilansowymi,
 - b. raport zamykający zmianę, zawierający wartości zmiennych oraz dane bilansowe,
 - c. raport z alarmów (jakie wystąpiły w danym okresie czasu, wyświetlić daty/godziny wystąpienia w danym przedziale czasowym wybranego alarmu, itd.),
 - d. raport ze zdarzeń (wyszukanie czasów wystąpienia wybranych zdarzeń, itp.).

5.7 Redundancja i bezprzerwowa praca

1. *Systemy DCS* muszą posiadać zaimplementowaną redundancję na poziomie:
- a. modułu CPU kontrolerów,
 - b. wewnętrznej magistrali łączącej poszczególne komponenty *Systemu DCS*,
 - c. komunikacji ze sterownikami/systemami zabezpieczeń (odstępstwo dopuszczalne pod warunkiem uzyskania akceptacji przez *Dział PUM*),
 - d. zasilania (zasilacze muszą być dobrane z takim zapasem, by umożliwić utrzymanie całego systemu podczas pracy na jednym zasilaczu, gdy drugi będzie w awarii).
 - e. stacji operatorskich HMI poprzez użycie kilku nieredundantnych komputerów pracujących z tym samym oprogramowaniem aplikacyjnym.
2. Dla obwodów krytycznych z punktu widzenia procesu technologicznego, należy stosować redundantne moduły wejść/wyjść.

3. Redundancja *Systemu DCS* powinna zapewnić, by w przypadku awarii jednego z redundantnych elementów, drugi przejął jego pracę bezprzerwowo, w sposób automatyczny, bez ingerencji operatora.
4. Wymagany poziom redundancji elementów *Systemu DCS* zależy od jego poziomu krytyczności i powinien być doprecyzowany podczas postępowania przetargowego.
5. Prace serwisowe oraz wymiana poszczególnych modułów *Systemu DCS* musi odbywać się bez konieczności wyłączenia całego systemu.

5.8 Skalowalność

1. *Dostawca Systemu* musi zapewnić możliwość rozszerzenia licencji *Systemu* o:
 - a. obsługę większej liczby przetwarzanych sygnałów,
 - b. obsługę dodatkowych stacji operatorskich.
2. *System* musi posiadać możliwość rozszerzenia sprzętu o:
 - a. dodatkowe moduły wejść/wyjść,
 - b. dodatkowe stacje operatorskie,
 - c. dodatkowe karty komunikacyjne do wymiany danych z innymi *Systemami*,
 - d. dodatkowy serwer do wymiany danych z innymi systemami.

5.9 Nadmiarowość

System DCS należy dostarczać z minimalną nadmiarowością, obejmującą:

1. Przynajmniej 15% wolnych wejść/wyjść dla każdego rodzaju sygnału. Nadmiarowe kanały powinny być okablowane do zacisków wyjściowych z szafy i w pełni wyposażone (np. w przypadku gdy są wymagane separatory Ex).
2. Przynajmniej 15% nadmiarowości w licencjach oprogramowania *Systemu*.
3. Przynajmniej 20% wolnego miejsca na rozbudowę w szafach *Systemu*.
4. Zapas mocy zasilaczy *Systemu* umożliwiający przynajmniej obsłużenie w pełni wyposażonej szafy (po zapelnieniu jej dodatkowymi modułami, stycznikami, przekaźnikami, itp.).

5.10 Wydajność

1. Średnie obciążenie każdej jednostki centralnej CPU podczas normalnej pracy instalacji technologicznej nie może być większe niż 70% maksymalnego obciążenia.
2. Dla poszczególnych rodzajów sygnałów zostaną sprecyzowane na etapie postępowania zakupowego maksymalne czasy odświeżenia. Przykładowe czasy znajdują się w poniższej tabelce.

Lp	Wielkość mierzona	Czas odświeżania
1	Prędkość lub ciśnienie	1 s
2	Przepływ	1 s
3	Poziom lub temperatura	1 – 5 s
4	Pomiary specjalne	500 ms

- W przypadku sygnałów nie tylko wizualizowanych, ale stanowiących wielkości mierzone układów regulacji, nadrzędnym kryterium wymaganego czasu odświeżania jest zapewnienie warunków bezpiecznej pracy i odpowiedniej dla danego układu jakości regulacji.
- System* musi zapewniać krótkie czasy odpowiedzi na następujące akcje operatora:

L.p.	Parametr	Wartość
1	Aktualizacja wartości i stanów na ekranach synoptycznych	1 s
2	Aktualizacja informacji o aktywnych alarmach i zdarzeniach	1 s
3	Wywołanie grafik	4 s
4	Wywołanie ekranu danych historycznych przy typowej konfiguracji systemu	5 s

5.11 Kopie zapasowe

- Przed podpisaniem protokołu z zakończenia testów FAT oraz przed dopuszczeniem *Systemu* do eksploatacji, musi nastąpić przekazanie aktualnej kopii oprogramowania *Systemu* (w dwóch egzemplarzach na oddzielnych i opisanych nośnikach).
W przypadku przekazywania kopii oprogramowania przed podpisaniem protokołu z testów FAT, kopiowane oprogramowanie musi być pozbawiona wszystkich usterek i wad wykrytych podczas testów FAT.
W przypadku przekazania kopii oprogramowania przed podpisaniem protokołów z uruchomienia, musi być ona pozbawiona wszystkich wykrytych usterek i wad. Kopie oprogramowania powinny obejmować całe oprogramowanie oferowanego *Systemu* niezbędne do jego powtórnej instalacji:
 - systemy operacyjne
 - oprogramowanie systemowe i narzędziowe producenta
 - oprogramowanie aplikacyjne
 - drivery komunikacyjne

- e. inne oprogramowanie niezbędne do działania Systemu
- 2. Nośniki na których przekazane zostanie oprogramowanie będą wolne od jakichkolwiek wad. Jeżeli w okresie gwarancji zostanie stwierdzona wadliwość nośników, nastąpi ich wymiana na nośnik wolny od wad w terminie 14 dni od daty zgłoszenia.
- 3. Wraz z przekazaniem Systemu musi nastąpić przekazanie instrukcji wykonywania oraz odtwarzania *Kopii zapasowej Systemu*.
- 4. System musi być wyposażony w narzędzia wykonywania/odtworzenia *Kopii zapasowej*.

5.12 Licencjonowanie

- 1. Wraz z Systemem muszą zostać dostarczone wszystkie niezbędne licencje producenta Systemu jak również firm trzecich, niezbędne do:
 - a. prawidłowego funkcjonowania Systemu zgodnie z polityką licencyjną producenta,
 - b. możliwości pełnej modyfikacji/konfiguracji Systemu wraz z wszystkimi modułami funkcjonalnymi,
 - c. używania oprogramowania umożliwiającego prowadzenie działań serwisowych Systemu.
- 2. W przypadku licencji ograniczonych (liczbą zmiennych, liczbą stanowisk), należy przedstawić aktualną politykę licencyjną producentów elementów Systemu wraz z obowiązującym wykazem cen.
- 3. Dostawca Systemu zobowiązany jest do przedstawienia deklaracji ze strony producenta Systemu, iż oferowany produkt będzie objęty wsparciem technicznym oraz dostępne będą części zamienne przez okres co najmniej 10 lat od daty podpisania protokołu przekazania.
- 4. W stosunku do przekazanego oprogramowania, Zamawiający w okresie trwania gwarancji może dokonywać zmian lub aktualizacji sprzętu bez konieczności ponoszenia dodatkowych opłat licencyjnych Systemu.

5.13 Gwarancja

- 1. System musi być objęty co najmniej 3-letnim okresem gwarancyjnym, na poprawne, zgodne z dokumentacją techniczną funkcjonowanie.
- 2. System musi umożliwić jego integrację z innymi systemami, sprecyzowanymi przez Zamawiającego na etapie postępowania zakupowego.
- 3. Dostawca jest zobligowany do usunięcia wszystkich wykrytych wad oraz usterek wdrażanego Systemu lub pokrycia kosztów związanych z ich usunięciem w okresie trwania gwarancji, między innymi kosztów przesyłek, delegowania pracowników serwisu do napraw w miejscu instalacji Systemu, itp.
- 4. Dostawca jest zobligowany do przyjmowania zgłoszeń Usterek oraz Awarii dotyczących Systemu w okresie trwania gwarancji.
- 5. W przypadkach, gdy zakres prac obejmuje dostawę sprzętu informatycznego (serwery, stacje robocze, elementy sieciowe), Dostawca zapewni niezbędnych specjalistów oraz

części zamienne i materiały potrzebne do serwisowania oraz usuwania *Usterek/Awarii* tych elementów.

6. *Dostawca* jest zobligowany do usuwania *Usterek/Awarii* wdrażanego rozwiązania w sprecyzowanym przez *Zamawiającego* na etapie postępowania zakupowego czasie.
7. *Dostawca* jest zobligowany do wymiany sprzętu lub oprogramowania *Systemu DCS* w przypadku wykrycia *Wad nieusuwalnych*.
8. Okres gwarancji *Systemu DCS* będzie liczony od daty podpisania końcowego protokołu odbiorowego.
9. W przypadku wystąpienia *Usterek/Awarii Systemu DCS*, okres gwarancji udzielany na wdrażane rozwiązania ulega wydłużeniu o czas jej usuwania.
10. W przypadku wymiany sprzętu lub jego części bądź oprogramowania *Systemu* na nowe, wolne od wad, okres gwarancji na wymieniony element będzie liczony ponownie od daty jego wymiany.

5.14 Dane uwierzytelniające

Wraz z przekazaniem *Systemu* musi nastąpić przekazanie wszelkich haseł dostępu (administratorskie, niezbędne dla realizacji prac serwisowych oraz wszystkie inne hasła używane w *Systemie*).

6. Sterowniki PLC (z wyłączeniem systemu ESD)

6.1 Wymagania wobec elementów sprzętowych

1. Rodziny sterowników do których należą oferowane elementy *PLC* powinny być systemami modułowymi. Takie rozwiązanie pozwala na elastyczny dobór konfiguracji sprzętowej sterownika, a w przyszłości umożliwi jej rozbudowę.
2. Należy oferować elementy *PLC* zasilane napięciem 230VAC lub 24VDC.
3. Sterowniki powinny być urządzeniami przeznaczonymi do montażu w szafach sterujących.
4. Zaciski wejść/wyjść nie powinny stanowić integralnej części modułu, tak aby w razie konieczności jego wymiany nie było potrzeby odłączania przewodów.
5. Jednostki CPU sterowników powinny być wyposażone w diody informujące o stanie awaryjnym urządzenia (trybie RUN / STOP, aktywny ALARM).
6. Moduły oferowanych sterowników muszą obsługiwać co najmniej następujące rodzaje sygnałów wejść/wyjść:

DI	Styki beznapięciowe Sygnały zgodne z NAMUR Wejścia impulsowe 0-10 000Hz
DO	24 VDC, beznapięciowy moduł wyjść przekaźnikowych (Relay Output)
AI	4-20 mA TC (Termopara) PT100
AO	4-20mA

7. Nie należy oferować modułów z mieszanymi typami sygnałów, poza szczególnie uzasadnionymi technicznie lub ekonomicznie przypadkami.
8. Sygnały redundantne nie mogą być podłączone do tych samych modułów.
9. Sygnały powinny być przyporządkowane do modułów na zasadzie segregacji wg realizowania tych samych funkcji lub obsługi wspólnego fragmentu instalacji.
10. Przy doborze konfiguracji należy zapewnić przynajmniej 15% wolnych wejść/wyjść dla każdego rodzaju sygnału. Nadmiarowe kanały powinny być okablowane do zacisków wyjściowych z szafy i w pełni wyposażone (np. w przypadku gdy są wymagane separatory Ex).
11. Przy dostawach szaf sterujących należy zapewnić przynajmniej 20% wolnego miejsca na rozbudowę. Zasilacze należy dobierać z odpowiednim zapasem mocy niezbędnym do obsłużenia w pełni wyposażonej szafy.

12. Dostawca elementów *PLC* zobowiązany jest do przedstawienia deklaracji ze strony producenta, iż oferowane elementy będą objęte wsparciem technicznym oraz dostępnością części zamiennych jeszcze przez co najmniej 5 lat.

6.2 Wymagania wobec elementów programowych

1. Dostarczane aplikacje sterowników *PLC* muszą być wykonane w jednym z poniższych języków programowania, zgodnych z IEC 61131-3:
 - a. schemat bloków funkcjonalnych (FBD - functional block diagrams)
 - b. schemat drabinkowy (LAD - ladder diagram)
 - c. schemat bloków sekwencyjnych (SFC – sequential function chart)
2. Jeżeli zlecenie obejmuje wykonanie aplikacji sterownika, warunkiem odbioru prac jest przekazanie pełnej wersji programu, zawierającej listy zmiennych oraz szczegółowe opisy i komentarze w języku polskim. Przekazana kopia musi być aktualna, zgodna z przetestowanym programem znajdującym się w pamięci sterownika.
3. Wszystkim sygnałom wejść/wyjść powinny być w kodzie programu przypisane symbole, zgodne z oznaczeniami punktów pomiarowych w dokumentacji.
4. Struktura programu musi być logiczna, umożliwiającą analizę kodu. Wykonawca jest zobowiązany do wykorzystywania mechanizmów skracających kod programu, takich jak bloki funkcyjne. Program musi umożliwiać edycję kodu źródłowego oraz zmiany.
5. *Zamawiający* musi mieć dostęp do zawartości wszystkich bloków programu (nie dotyczy standardowych bloków stworzonych przez producenta sterowników lub oprogramowania narzędziowego). W przypadku zabezpieczenia pamięci sterownika lub bloków programu hasłami, *Dostawca* jest zobowiązany do przekazania tych haseł *Zamawiającemu*.
6. Oprogramowanie narzędziowe, wykorzystane do wykonania programu sterownika *PLC*, powinno być jego najnowszą wersją.
7. Jeżeli zlecenie obejmuje wykonanie komunikacji z innymi systemami, oprócz programu sterownika należy przekazać listę wymienianych sygnałów w postaci tabeli:

Oznaczenie sygnału/zmiennej	Opis zmiennej	Typ, długość	Adres	Nastawy blokad L, LL	Nastawy blokad H, HH	Zakres oraz jednostka inżynierska
-----------------------------	---------------	--------------	-------	----------------------	----------------------	-----------------------------------

8. Jeżeli *Specyfikacja techniczna* nie stanowi inaczej, *Dostawca* sterowników *PLC* jest zobowiązany do dostarczenia oprogramowania narzędziowego, pozwalającego na:
 - a. Tworzenie nowych oraz modyfikację istniejących programów w językach zgodnych z IEC61131-3.
 - b. Programowanie z wykorzystaniem zmiennych (a nie tylko adresów w pamięci).
 - c. Forsowanie stanu sygnałów wejść/wyjść.
 - d. Wgrywania wykonanych programów do pamięci sterownika.
 - e. Zgrywania programu z pamięci sterownika (upload) w celu wykonania kopii bezpieczeństwa.

9. Oprogramowanie powinno zawierać wszystkie biblioteki niezbędne do obsługi dostarczonej konfiguracji sterowników. Wraz z oprogramowaniem należy dostarczyć licencje wymagane do jego legalnego użytkowania.

6.3 Synchronizacja czasu

1. Należy zapewnić synchronizację czasu z wiarygodnym źródłem czasu.

6.4 Redundancja i bezprzerwowa praca

1. Sterowniki PLC muszą posiadać zaimplementowaną redundancję na poziomie:
 - a. CPU sterownika,
 - b. komunikacji ze sterownikami/systemami zabezpieczeń (odstępstwo dopuszczalne po akceptacji ze strony *Działu PUM*).
2. W przypadku zastosowania sterowników *PLC* obsługujących obwody krytyczne z punktu widzenia procesu technologicznego (określone w projekcie technicznym) należy stosować redundancję na poziomie:
 - a. modułów wejść/wyjść,
 - b. zasilaczy (zasilacze muszą być dobrane z takim zapasem, by umożliwić utrzymanie całego systemu podczas pracy na jednym zasilaczu, gdy drugi będzie w awarii).
3. Redundancja sterownika *PLC* powinna zapewnić, by w przypadku awarii jednego z redundantnych elementów, drugi przejął jego pracę bezprzerwowo, w sposób automatyczny, bez ingerencji operatora.
4. Wymagany poziom redundancji elementów sterownika *PLC* zależy od jego poziomu krytyczności i powinien być doprecyzowany podczas postępowania przetargowego.

6.5 Gwarancja

1. Na dostarczane elementy (sprzęt i oprogramowanie) obowiązuje 3 letni okres gwarancyjny na poprawne, zgodne z dokumentacją działanie.
2. Dostarczana konfiguracja sprzętowa i oprogramowanie sterowników musi umożliwiać jego integrację z innymi systemami, sprecyzowanymi przez *Zamawiającego* na etapie postępowania zakupowego.
3. *Dostawca* jest zobligowany do usunięcia wszystkich wykrytych wad oraz usterek dostarczanych elementów lub pokrycia kosztów związanych z ich usunięciem w okresie trwania gwarancji, między innymi kosztów przesyłek, delegowania pracowników serwisu do napraw w miejscu instalacji systemu, itp.
4. *Dostawca* jest zobligowany do przyjmowania zgłoszeń *Usterek* oraz *Awarii* dotyczących dostarczanych elementów w okresie trwania gwarancji.
5. *Dostawca* zapewni niezbędnych specjalistów oraz części zamienne i materiały potrzebne do serwisowania oraz usuwania *Usterek/Awarii*.

6. *Dostawca* jest zobligowany do podjęcia reakcji przy usuwania *Usterek/Awarii* wdrażanego rozwiązania w sprecyzowanych przez *Zamawiającego* na etapie postępowania zakupowego okresie czasie
7. *Dostawca* jest zobligowany do wymiany elementów, w przypadku których wykryto nieusuwalne wady.
8. Okres gwarancji będzie liczony od daty podpisania końcowego protokołu odbiorowego.
9. W przypadku wystąpienia *Usterek/Awarii*, okres gwarancji udzielany na wdrażane rozwiązania ulega wydłużeniu o czas jej usuwania.
10. W przypadku wymiany sprzętu lub jego części bądź oprogramowania systemu na nowe, wolne od wad, okres gwarancji na wymieniony element będzie liczony ponownie od daty jego wymiany.

7. Systemy zabezpieczeń ESD

7.1 Klasyfikacja SIL i implementacja funkcji blokadowych

Implementacja funkcji blokadowych w sterownikach bezpieczeństwa oraz dobór jakościowy i ilościowy obiektowej automatyki zabezpieczeń będzie zrealizowany w oparciu o wyniki przeprowadzonej wcześniej analizy SIL.

Dostawca systemów bezpieczeństwa wykona analizę SIL za pomocą metodologii bazującej na wymaganiach normy PN-EN 61511. Analiza SIL będzie wykonana z uwzględnieniem następujących założeń:

- Ocena ryzyka obejmie aspekty bezpieczeństwa ludzi, środowiska oraz ekonomiczne.
- Konsekwencje ekonomiczne będą obejmowały straty majątkowe oraz straty produkcji.
- Klasyfikacja poziomu integralności SIL będzie dokonana w oparciu o przedstawioną poniżej Macierz Ryzyka.
- Straty produkcyjne będą szacowane na podstawie dostarczonych przez Zamawiającego danych opisujących straty finansowe wynikające z przestojów produkcji
- Finalna implementacja funkcji SIF (programowa i sprzętowa) musi spełniać określony przez Zamawiającego interwał testowy TI dla elementów finalnych i inicjatorów przy zachowaniu wymaganego poziomu klasyfikacji SIL. Szczegółowe dane odnośnie wymaganych interwałów testowych zostaną przedstawione przez Zamawiającego na etapie wykonywania projektu bazowego

		Częstotl.	SIL				
Wymagany poziom	D4	0-0,5 r	a2	2	3	n/a	n/a
	D3	0,5-4 lat	a2	1	2	3	n/a
	D2	4-20 lat	a1	A2	1	2	3
	D1	>20lat	-	A1	A2	1	2
Finansowe (USD)			Nieznaczne straty <10k	Małe straty 10	Lokalne straty 0.1-1M	Znaczne straty 1-10M	Rozległe straty >10M
Zdrowie i życie			Nieznaczne obrażenia	Małe obrażenia	Znaczne obrażenia	Pojedyncza ofiara	Wiele ofiar
Środowisko			Nieznaczny wpływ	Mały wpływ	Ograniczony wpływ	Duży wpływ	Rozległy wpływ
Konsekwencje			1(N)	2(L)	3(M)	4(H)	5(E)

n/a - zabronione – wymagana weryfikacja procesu
a1 - tylko alarm
a2 - funkcja zautomatyzowana przez element wykonawczy
„-” - SIL nie wymagany

Analiza SIL będzie wykonana przy współpracy z przedstawicielami Inwestora, a raport końcowy i proponowane rozwiązania techniczne muszą uzyskać akceptację ze strony Działu Automatyki. Kontraktor dostarczy do Inwestora raport HAZOP, diagramy P&ID, diagramy C&E oraz bazę danych układów automatyki w okresie 2 tygodni przed rozpoczęciem prac.

7.2 Wymagania odnośnie projektowania i wykonawstwa systemów bezpieczeństwa

System ESD musi być niezależnym systemem od DCS.

System ESD musi spełnić następujące wymagania:

- System awaryjnego wyłączenia ESD i blokad procesowych (BMS/SIS) musi być zrealizowany w oparciu o sterownik programowalny PLC z listy akceptowanych dostawców ORLEN POŁUDNIE S.A.
- Redundancja sterownika PLC musi zapewnić, by w przypadku awarii jednego z redundantnych elementów, drugi przejął jego pracę bezprzerwowo, w sposób automatyczny, bez ingerencji operatora.
- System blokad procesowych i awaryjnego wyłączenia ESD musi być zaprojektowany, wykonany, przetestowany i mieć certyfikat bezpieczeństwa zgodnie z PN-EN 61508 i PN-EN 61511.
- System blokad procesowych i awaryjnego wyłączenia ESD (BMS/SIS) musi mieć oddzielne wejścia i wyjścia w stosunku do wejść i wyjść podstawowego systemu sterowania i monitoringu DCS (regulatory control).
- Musi być zapewniona segregacja sprzętowa wejść i wyjść dla poszczególnych systemów blokadowych i wyłączeń awaryjnych (np. kompresorów, węzłów technologicznych)
- Lampki sygnalizacyjne oraz przyciski systemu ESD powinny być zlokalizowane na pulpicie operatorskim w sterowni (Top box).
- Sygnały dwustanowe przychodzące z aparatury zlokalizowanej w strefie zagrożonej wybuchem powinny być podłączone bezpośrednio do modułów wejściowych. Moduły te powinny być wyposażone w system wykrywania awarii linii sygnałowej (LFD). Sygnały dwustanowe z/do urządzeń elektrycznych powinny przechodzić poprzez przekaźniki pośredniczące. Sygnały wyjściowe do zaworów elektromagnetycznych i lampek powinny przechodzić przez listwy zaciskowe z zaciskami wyposażonymi w bezpieczniki.
- Obiektowe inicjatory blokad podłączone do systemu ESD muszą być w wykonaniu Ex d. Wyjątek stanowią indukcyjne sygnalizatory położenia zaworów (proximity switch), które powinny być w wykonaniu Ex i i podłączone do certyfikowanych separatorów Ex i wyposażonych w system wykrywania awarii linii LFD.
- Zaworki elektromagnetyczne podłączone do ESD muszą być w wykonaniu Ex d, zasilane 24 VDC. Wyjścia logiczne cyfrowe do zaworów elektromagnetycznych powinny być przekazywane poprzez przekaźniki pośredniczące typu fail safe umieszczone w wydzielonej części szafy lub na karcie wyjściowej sterownika PLC.
- Sygnały wejściowe do PLC przychodzące z MCC powinny być doprowadzone jako bezpotencjałowe styki przekaźnikowe. Sygnały wyjściowe do MCC wychodzące z PLC powinny być wyprowadzone jako bezpotencjałowe styki przekaźnikowe. Przekaźniki te powinny znajdować się w wydzielonej szafie przekaźników znajdującej w pomieszczeniu szaf. Takie rozwiązanie zapobiega przedostaniu się napięcia (230VAC, 110VDC) z MCC na karty PLC systemu ESD.
- Wyłączniki MOS (Maintenance Override Switch) będą zastosowane aby zapewnić obsługę (testowanie) urządzeń-inicjatorów blokad bez pobudzania systemu blokad do działania na ruchu instalacji. Przełączniki MOS będą zaimplementowane programowo (software'owo) i będą aktywowane z grafik operatorskich wizualizujących pracę systemu zabezpieczeń PLC

– zaleca się wizualizację w DCS. Wymagany stan przełączników MOS będzie przekazywany do PLC poprzez redundantne software'owe łącze komunikacyjne dwoma niezależnymi sygnałami impulsowymi (załącz/wyłącz). Jedna lampka będzie umieszczona na konsoli operatorskiej (top box) dla logicznej grupy sygnałów. Lampka ta będzie informowała, że którykolwiek z przełączników MOS w grupie został użyty - pobudzony.

W fazie wykonywania projektu technicznego Kontraktor przedstawi koncepcję grupowania sygnałów, która będzie sprawdzona i skomentowana przez Właściciela - Użytkownika w uzgodnionym okresie czasu.

Dodatkowo w stosunku do programowych (software'owych) przełączników MOS przewidziany będzie przełącznik z kluczykiem dla każdej logicznej grupy sygnałów. Przełączniki te zapewnią dodatkowy środek bezpieczeństwa w ten sposób, że w przypadku gdy będą one otwarte przełączniki MOS nie będą mogły być załączone z wizualizacyjnych grafik operatorskich. Przełączniki te będą zainstalowane w sterowni i będą dostępne tylko dla nadzoru technicznego.

- Załączenie któregośkolwiek przełącznika MOS w dowolnej grupie jak wyżej spowoduje wygenerowanie komunikatu alarmu w systemie DCS oraz zapisanie tego faktu w historii zdarzeń.
- W panelu operatorskim (Top box) powinien zostać zainstalowany dodatkowy wyłącznik podłączony kablem do wejścia cyfrowego sterownika PLC. Wyłącznik ten powinien umożliwiać ręczne przestawienie wszystkich przełączników MOS w stan bezpieczny tzn. „wyłączone”. Jest to dodatkowy środek bezpieczeństwa, który może być użyty w przypadku defektu komunikacji szeregowej między DCS a PLC. Funkcja przełącznika deaktywującego może być zintegrowana z przełącznikiem zezwolenia na zakładanie MOS w danej grupie.
- Procesowe wyłączniki bocznikujące (POS - Process Override Switch) muszą być stosowane w celu bocznikowania wejściowych sygnałów inicjujących blokady pozwalając w ten sposób na rozruch instalacji. Załączenie wyłącznika POS, powoduje, że sygnał z urządzenia inicjującego działanie blokadowe zostaje zbocznikowany (nie inicjuje działania blokadowego - wyłączającego) a operator jest informowany o zaistniałej sytuacji lampką na Top Boksie. Jako wyłączników POS należy stosować przełączniki z kluczykiem. -Wyłączniki POS i lampki powinny być umieszczone na pulpicie operatora (Top Boksie) Użycie wyłącznika POS powinno być rejestrowane w postaci alarmu w systemie DCS oraz zapisane w historii zdarzeń. Koncepcja zastosowania wyłączników POS musi być uzgadniana i zatwierdzana przez Inwestora.
- W celu identyfikowania stanu przełączników MOS i POS przez operatorów procesu muszą być skonfigurowane w DCS dedykowane grafiki operatorskie obrazujące stan przełączników MOS i POS.
- W PLC powinien być skonfigurowany i wizualizowany w DCS alarm pierwszej przyczyny wyłączenia blokadowego dla każdego systemu blokadowego (np. kompresora, węzła technologicznego).
- Każda awaria sterownika PLC musi być alarmowana w systemie DCS. Dopuszczalne są alarmy wspólne (kumulatywne)
- Do obsługi sterownika PLC musi być zapewniona dedykowana stacja inżynierska.
- Sterownik PLC musi być wyposażony w interfejsy do komunikacji z:
 - systemem DCS – poprzez redundantną magistralę transmisji danych
 - drukarkami
 - stacją inżynierską stanowiącą środek do programowania i konfiguracji sterownika PLC
 - lokalnym układem/panelem wizualizacji PLC

- Podłączenie do magistrali transmisji danych systemu DCS powinno być poprzez redundantny interfejs szeregowy z protokołem Modbus RTU.
- Sterowniki powinny być wyposażone w system diagnostyki sprzętowej i programowej oprogramowania. System ten powinien kontrolować prawidłowość działania modułów I/O, procesora i pamięci. Wyniki testów powinny być drukowane i/lub wyświetlane na monitorze. Status wejść/wyjść, zegara i pamięci powinien być dostępny poprzez dedykowany komputer PC (stacja inżynierska) lub terminal off-line.

Projekt wykonawczy

1. Na etapie wykonywania projektu instalacji, należy przeprowadzić analizę istniejącego ryzyka i identyfikację zagrożeń. Jeżeli przewidziane zabezpieczenia, inne niż systemy elektroniczne (np. zawory bezpieczeństwa), są niewystarczające, należy określić sposób obniżenia ryzyka do poziomu dopuszczalnego poprzez implementację funkcji *SIF* w sterownikach bezpieczeństwa.
2. Dla każdej z funkcji *SIF* należy wykonać Specyfikację Wymagań Bezpieczeństwa opisaną w PN-EN 61511-1.
3. Do implementacji wymaganych funkcji *SIF* należy dobierać urządzenia o potwierdzonej odpowiednimi dokumentami zgodności z PN-EN 61508 i wymaganym poziomie *SIL*. Po pierwszym wyborze metody implementacji funkcji *SIF* należy dokonać weryfikacji spełnienia wymagań ze Specyfikacją Wymagań Bezpieczeństwa. Efektem weryfikacji może być zmiana konfiguracji urządzeń realizujących funkcje *SIF*.
4. Ukończony projekt wykonawczy systemu bezpieczeństwa należy poddać dokumentowanemu procesowi walidacji.
5. Po zakończeniu projektowania, wykonawca jest zobowiązany do przeprowadzenia oceny bezpieczeństwa zaprojektowanego systemu, która musi zostać wykonana przez *Jednostkę niezależną*. Po zakończeniu projektu, wykonawca jest zobowiązany do przekazania następującej dokumentacji:
 - a. Wyniki przeprowadzonej identyfikacji zagrożeń i analizy istniejącego ryzyka.
 - b. Wymagane funkcje zabezpieczające *SIF*.
 - c. Wykonaną Specyfikację Wymagań Bezpieczeństwa.
 - d. Dokumenty potwierdzające wykonanie weryfikacji i walidacji.
 - e. Dokumenty potwierdzające wykonanie oceny bezpieczeństwa przez jednostkę niezależną.
 - f. Komplet dokumentacji elementów systemu (współczynniki niezawodności, częstotliwość testów wewnętrznych wraz z ich stopniem pokrycia, poziom *SIL*, certyfikaty i warunki ich ważności).
 - g. Lista wymagań niezbędna do osiągnięcia i utrzymania założonego bezpieczeństwa

Oprogramowanie

1. Dopuszczalne są następujące języki programowania zgodne ze standardem PN-EN 61131-3:
 - a. Schemat bloków funkcjonalnych (FBD – functional block diagrams)
 - b. Schemat drabinkowy (LAD – ladder diagram)

- c. Schemat bloków sekwencyjnych (SFC – sequential function chart)
2. Dostarczone programy powinny zawierać listy zmiennych oraz szczegółowe opisy i komentarze w języku polskim.
 3. Struktura i kod programu musi być logiczna i jak najprostsza. Wykonawca jest zobowiązany do wykorzystywania mechanizmów skracających kod programu, takich jak bloki funkcyjne. W blokach programu bezpieczeństwa należy używać tylko funkcji z biblioteki przeznaczonej dla programu bezpieczeństwa.
 4. Dostęp do oprogramowania systemu bezpieczeństwa musi być zabezpieczony przed dostępem osób do tego niepowołanych. Hasła do programów należy przekazać osobie wyznaczonej ze strony ORLEN POŁUDNIE S.A.
 5. Awaria/zakłócenie komunikacji sterownika z innymi systemami, nie powinno prowadzić do przerwania pracy systemu bezpieczeństwa. Zamawiający musi mieć dostęp do zawartości wszystkich bloków programu (nie dotyczy standardowych bloków stworzonych przez producenta sterowników lub oprogramowania narzędziowego). W przypadku zabezpieczenia pamięci sterownika lub bloków programu hasłami, Dostawca zobowiązany jest do przekazania tych haseł Zamawiającemu.
 6. Oprogramowanie narzędziowe, wykorzystane do wykonania programu sterownika PLC, powinno być jego najnowszą wersją.
 7. Jeżeli Specyfikacja techniczna nie stanowi inaczej, Dostawca sterowników PLC jest zobowiązany do dostarczenia oprogramowania narzędziowego, pozwalającego na:
 - Tworzenie nowych oraz modyfikację istniejących programów w językach zgodnych z odpowiednią normą z załącznika
 - Programowanie z wykorzystaniem zmiennych (a nie tylko adresów w pamięci).
 - Forsowanie stanu sygnałów wejść/wyjść.
 - Wgrywania wykonanych programów do pamięci sterownika.
 - Zgrywania programu z pamięci sterownika (upload) w celu wykonania kopii bezpieczeństwa.
 8. Oprogramowanie powinno zawierać wszystkie biblioteki niezbędne do obsługi dostarczonej konfiguracji sterowników. Wraz z oprogramowaniem należy dostarczyć licencje wymagane do jego legalnego użytkowania.
 9. Dostarczone oprogramowanie podstawowe i rozwojowe- (development), a także wyposażenie sprzętowe, jeśli jest to niezbędne, powinno zapewniać możliwość wykonywania konfiguracji sterownika oraz jej zmian.
 10. Oprogramowanie powinno składać się z następujących części- pakietów:
 - oprogramowanie użytkowe
 - oprogramowanie narzędziowe
 - dodatkowe oprogramowanie diagnostyczne
 - oprogramowanie wizualizacyjne
 - oprogramowanie rejestracji sekwencji zdarzeń (SOER)

Dostawy i montaż

1. Dostarczone elementy systemu bezpieczeństwa muszą być zgodne z projektem wykonawczym.
2. Dla wszystkich urządzeń wchodzących w skład systemu bezpieczeństwa należy dostarczyć dokumentację opisującą sposób ich działania.
3. Dla urządzeń będących częściami systemu bezpieczeństwa należy dostarczyć dokumenty wykazujące: współczynniki niezawodności, warunki środowiskowe wymagane częstotliwości testów okresowych, częstotliwość testów wewnętrznych wraz z ich stopniem pokrycia, certyfikaty zgodności z PN-EN 61508 oraz warunki ich ważności, dokument potwierdzający poziom *SIL* urządzeń.
4. Jednostki centralne sterowników bezpieczeństwa należy dobierać uwzględniając warunki ich pracy tak, aby nie pracowały blisko określonych dla nich parametrów granicznych (temperatura, wilgotność, prąd).
5. Dostarczane sterowniki bezpieczeństwa powinny obsługiwać co najmniej następujące typy sygnałów:

DI	Styki beznapięciowe Sygnały zgodne z NAMUR
DO	24 VDC Wyjścia przekaźnikowe
AI	4-20 mA
AO	4-20mA

6. Elementy redundantne należy podłączać do osobnych modułów wejść/wyjść.
7. Sterownik bezpieczeństwa musi być wyposażony w funkcję wykrywania przerwy w okablowaniu.
8. Interfejsy sterowników bezpieczeństwa oraz pozostałych elementów realizujących funkcje *SIF* muszą być zabezpieczone przed dostępem osób niepowołanych.
9. Sterownik bezpieczeństwa powinien posiadać możliwość wprowadzania zmian w jego oprogramowaniu on-line, bez przerywania jego pracy (i pracy instalacji). W przypadku sterowników o określonym poziomie *SIL*, możliwość taka powinna zostać potwierdzona w certyfikacie sterownika.
10. Wykonany system bezpieczeństwa musi mieć możliwość testowania realizacji funkcji *SIF* (wszystkich elementów biorących udział w jej implementacji).
11. Po zakończeniu montażu, ale przed uruchomieniem należy przeprowadzić ocenę bezpieczeństwa funkcjonalnego systemu bezpieczeństwa przez *Jednostkę niezależną*.

7.3 Gwarancja

1. Na dostarczane elementy obowiązuje 3 letni okres gwarancyjny na poprawne, zgodne z dokumentacją działanie.
2. Dostawca elementów PLC zobowiązany jest do przedstawienia deklaracji ze strony producenta, iż oferowane elementy będą objęte wsparciem technicznym oraz dostępnością części zamiennych przez co najmniej 5 lat od daty dostarczenia.

3. Dostarczana konfiguracja sprzętowa i oprogramowanie sterowników musi umożliwiać ich integrację z innymi systemami, sprecyzowanymi przez *Zamawiającego* na etapie postępowania zakupowego.
4. *Dostawca* jest zobligowany do usunięcia wszystkich wykrytych wad oraz usterek dostarczanych elementów lub pokrycia kosztów związanych z ich usunięciem w okresie trwania gwarancji, między innymi kosztów przesyłek, delegowania pracowników serwisu do napraw w miejscu instalacji systemu, itp.
5. *Dostawca* jest zobligowany do przyjmowania zgłoszeń usterek oraz awarii dotyczących dostarczanych elementów w okresie trwania gwarancji.
6. *Dostawca* jest zobligowany do wymiany elementów, w przypadku których wykryto nieusuwalne wady.
7. Okres gwarancji będzie liczony od daty podpisania końcowego protokołu odbioru. W przypadku wymiany sprzętu lub jego części bądź oprogramowania systemu na nowe, wolne od wad, okres gwarancji będzie liczony ponownie od daty jego wymiany.

8. Systemy powiązane

8.1 Hardwarowy system alarmowania-pulpit alarmowy

System alarmowania musi być zrealizowany technicznie jako standardowy Top Box zlokalizowany w pobliżu konsol operatorskich systemu DCS (do którego będą podłączone w sposób hardwarowy najważniejsze sygnały alarmowe i przyciski blokadowe z systemów monitoringu i ESD).

Na panelu Top Box muszą być umieszczone lampki alarmowe typu LED informujące o przekroczeniu bardzo ważnych parametrów procesowych lub zdarzeniach mających wpływ na bezpieczeństwo techniczne pracy instalacji (np. alarm ogólny pobudzenia czujników gazów palnych, alarm ogólny pobudzenia czujników gazów toksycznych, przekroczenie bardzo ważnych parametrów procesowych, wyłączenie ważnych maszyn – kompresory, pompy, itp.). System ten musi być sterowany bezpośrednio przez system zabezpieczeń i posiadać następującą charakterystykę i wyposażenie:

- syrena alarmowa
- dwa przyciski z tabliczkami opisowymi. Jeden przycisk służy do przyjęcia alarmu i wyłącza główną syrenę alarmową. Drugi przycisk służy do testu lampek alarmowych i syreny.

8.2 System monitoringu pożarowego

Wykaz norm i przepisów aktualnie obowiązujących znajdują się w załączniku do niniejszego dokumentu: „Normy i przepisy branży PiA stosowane w ORLEN POŁUDNIE S.A.”.

W skład systemu monitoringu pożarowego wchodzi:

- Centrala sygnalizacji pożaru,
- Czujniki płomienia,
- Czujniki dymu,
- Ręczne ostrzegacze pożarowe (ROP),
- Lampy sygnalizacyjne,
- Buczki ostrzegawcze.

Centrala pożarowa musi być podłączona z Zakładową Strażą Pożarną łączem szeregowym RS 485 (protokół komunikacyjny Modbus RTU) w celu wymiany informacji o miejscu powstania pożaru jak i celach diagnostycznych.

8.3 System monitoringu gazów palnych i toksycznych (GDS)

System detekcji gazów musi być zrealizowany w oparciu o niezależny redundantny sterownik PLC lub dedykowaną centralę, zapewniającą bezpieczeństwo w przypadku awarii. Zbiorcze sygnały wyjściowe muszą być podłączone do hardwarowego systemu alarmowania, aby ostrzec personel przed zagrożeniem.

Należy ustanowić następujące progi alarmowania:

- 10 – 20% dolnej granicy wybuchowości (DGW) -> ostrzeżenie
- 40 – 50% dolnej granicy wybuchowości (DGW) -> alarm i sygnalizacja dźwiękowa

Do pomiaru stężeń gazowych należy dobierać przetworniki typu Smart bezpośrednio podłączone do sterownika PLC lub dedykowanej centrali.

Czujniki płomienia (pożaru) powinny być również podłączone do ww systemu (np. zlokalizowane w kompresorowniach).

Sterownik PLC / centrala Systemu Monitoringu Gazowego powinna być podłączona do systemu sterowania łączem komunikacyjnym zgodnym z wymaganiami systemu DCS.

System monitoringu gazowego musi zapewniać możliwość połączenia z Zakładową Strażą Pożarną łączem komunikacyjnym w celu wymiany informacji.

8.4 System monitoringu maszyn (MMS)

Systemy monitorowania maszyn, zawierające pomiary specjalne, powinny być zainstalowane dla bardzo ważnych (krytycznych) maszyn w zakładzie.

System monitorowania maszyn musi:

- być systemem pomiarowym i zabezpieczającym z możliwością programowania przez użytkownika układu logiki alarmowania i blokad,
- być systemem autonomicznym o strukturze modułowej, wyposażonym w monitory pomiarowe do pomiarów ciągłych (on-line), spełniających wymagania określone w normie API 670,
- być podłączonym do systemu DCS za pomocą złącza szeregowego (protokołem Modbus),
- być wyposażonym w przekaźniki do automatycznego wyłączenia maszyny (typu SPDT lub DPDT 24V, 0,5A) i musi być połączony bezpośrednio do systemu PLC,
- mieć buforowane wyjścia sygnału pomiarowego,
- automatycznie rejestrować i archiwizować zarówno podstawowe wartości pomiarowe jak i zaawansowane analizy diagnostyczne mierzonego sygnału takie jak np.: synchroniczne przebiegi czasowe sygnału drganiowego + trajektorie ruchu czopa wału (orbity), położenie środka czopa wału w łożysku, spektrum sygnału drganiowego, obwódka sygnału drganiowego, analizy cepstrum, wykresy typu waterfall, wykresy typu kaskada, Bode, polar i wykresy indykatorowe (dla sprężarek tłokowych),
- rejestrować i archiwizować zdarzenia pomiarowe i zdarzenia systemowe,
- być wyposażony w systemy autokontroli i autodiagnostyki obwodów pomiarowych,
- mieć układy do ciągłej wizualizacji parametrów pomiarowych i parametrów do konfigurowania systemu,
- być podłączony do istniejącego Centralnego Systemu Diagnostyki w ORLEN POŁUDNIE S.A. poprzez lokalną sieć Ethernet,
- być dostarczony z oprogramowaniem, licencjami, up-grade'em i technicznym wsparciem na 5 lat,
- mieć układ w DCS informujący i alarmujący o parametrach kabiny z kasetami pomiarowo-zabezpieczającymi, konwerterami itp...

Schemat monitoringu maszyn przedstawiono na rysunku na stronie 72.

Sprężarki wirowe, sprężarki przekładniowe, pompy, wentylatory, dmuchawy i turbiny parowe muszą być wyposażone w następujące pomiary specjalne:

- pomiary drgań względnych wału (2 bezdotykowe, wiroprowdowe przetworniki w każdym łożysku ślizgowym),
- pomiary osiowego położenia wału (3 bezdotykowe, wiroprowdowe przetworniki dla każdego wału),
- pomiar prędkości obrotowej maszyny dostarczający jednocześnie sygnał funkcji keyphasor®, a zarówno dla maszyn o stałej jak i zmiennej prędkości obrotowej,

- pomiary ekscentryczności wału turbiny (w przypadku długich wałów turbin parowych),
- pomiary wydłużeń względnych (dla turbin parowych),
- pomiary wydłużeń bezwzględnych/absolutnych korpusów turbin parowych,
- pomiary drgań absolutnych korpusów łożyskowych (jeden lub dwa akcelerometry lub czujniki prędkości drgań na każdym korpusie łożyskowym),
- pomiary temperatury łożysk ślizgowych (2 redundantne czujniki temperatury zamontowane w każdym elemencie nośnym łożyska),
- pomiary ciśnień i temperatury medium roboczego,
- pomiary przepływu (wydatku) medium roboczego,
- pomiar obciążenia maszyny.

Sprężarki tłokowe muszą być wyposażone w następujące pomiary specjalne:

- pomiary drgań absolutnych (przyspieszenia drgań) na każdym cylindrze (za pomocą akcelerometrów i specjalnych monitorów do pomiarów 0-peak real values),
- pomiary drgań absolutnych skrzyni korbowej (przyspieszenia drgań) przez specjalne monitory pomiarów rzeczywistych szczytowych wartości drgań - 0-peak real values),
- pomiary drgań absolutnych komór wodzikowych (szczytowe przyspieszenia drgań),
- pomiary drgań absolutnych (prędkości drgań) na obudowach łożyskowych łożysk głównych,
- pomiary drgań względnych wału (2 bezdotykowe, wiroprowodowe przetworniki w każdym łożysku ślizgowym),
- pomiary temperatury łożysk ślizgowych (2 redundantne czujniki temperatury zainstalowane w każdym elemencie nośnym łożyska),
- pomiary temperatury zaworów ssących i tłocznych,
- pomiary opadania i pozycji tłoczyska; 2 bezdotykowe, wiroprowodowe przetworniki (w kierunku poziomym i pionowym),
- pomiary ciśnienia dynamicznego w każdym cylindrze,
- pomiary temperatury gazu na ssaniu i tłoczeniu,
- pomiary pozycji tłoka (TDC - górny martwy punkt; BDC - dolny martwy punkt).

Jako zabezpieczenie przed skutkami awarii sprężarka tłokowa powinna być wyposażona w mechaniczny wyłącznik od nadmiernych drgań tzw. vibroswitch.

Silniki elektryczne na łożyskach ślizgowych powinny być wyposażone w następujące pomiary specjalne:

- pomiary drgań względnych wału (2 bezdotykowe, wiroprowodowe przetworniki w każdym łożysku ślizgowym),
- pomiary drgań absolutnych korpusów łożyskowych,
- pomiary temperatury łożysk ślizgowych (2 redundantne czujniki temperatury zainstalowane w każdym elemencie nośnym łożyska dla silników o mocy powyżej 200kW);
- pomiary temperatury uzwojeń (2 redundantne czujniki temperatury dla każdego uzwojenia).

Maszyny niekrytyczne z łożyskami tocznymi powinny być wyposażone w następujące pomiary specjalne:

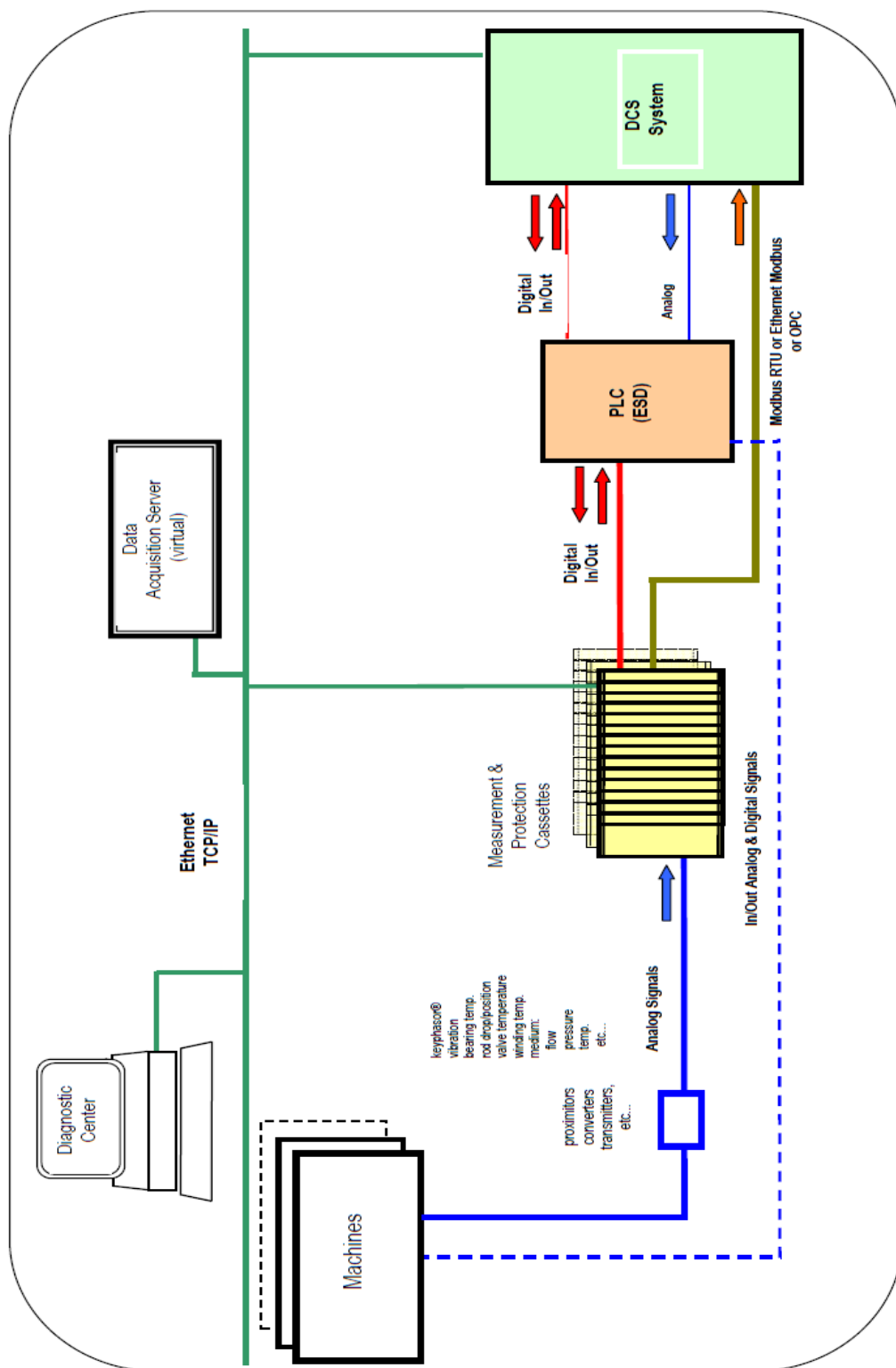
- Pomiary drgań absolutnych z możliwością monitorowania parametrów ukierunkowanych na wykrywanie niesprawności łożysk tocznych,

- Pomiary temperatury łożysk ślizgowych (2 redundantne czujniki temperatury zainstalowane w każdym elemencie nośnym łożyska),
- Wymagania dodatkowe: czujniki powinny być zainstalowane w maszynach zgodnie z wytycznymi zawartymi w normie API 670,
- blokadowe obwody pomiarowe powinny być podwójne (redundantne), kable powinny być wyspecyfikowane przez producenta aparatury do monitorowania parametrów maszyn,
- kable transmisyjne (obiektowe) powinny być prowadzone w oddzielnych korytkach zabezpieczających je przed wpływem zakłóceń od np. kabli energetycznych,
- kable transmisyjne (obiektowe) powinny mieć minimalną ilość połączeń (bez dodatkowych skrzynek złącznych oprócz skrzynki przy maszynie),
- kable transmisyjne (obiektowe) powinny być usytuowane z daleka od kabli zasilających,
- cała aparatura pomiarowa powinna być poprawnie uziemiona.

System monitorowania maszyn (z czujnikami) powinien być dobrany zgodnie z wymaganiami klasyfikacji stref zagrożenia wybuchem (ang. Area Explosion Hazard Classification Protocol - Ex i).

Akceptowanymi przez ORLEN POŁUDNIE S.A. systemami monitorowania są: System 3500 + System 1™ firmy Bently Nevada (USA), Compass 6000® firmy Brüel & Kjær Vibro (Dania i Niemcy), system 6500® firmy Emerson (USA) oraz dla sprężarek tłokowych system monitorowania firmy RecipCom firmy Hoerbiger (Austria).
Dopuszcza się innych producentów po uzyskaniu akceptacji przez Zamawiającego.

Końcowa konfiguracja systemu monitorowania maszyn musi być zatwierdzona przez specjalistów Działu PUM ORLEN POŁUDNIE S.A.



8.5 System zarządzania zasobami sprzętowymi (AMS)

System zarządzania zasobami sprzętowymi musi być oparty na otwartym standardzie komunikacyjnym i stanowić pojedyncze zintegrowane oprogramowanie. Powinien być niezależny od systemu sterowania i rodzaju dostarczonych urządzeń. System ten musi zapewniać bezpieczny i bezpośredni dostęp do przyrządów w zakresie wykonywania konfiguracji, dokumentowania i diagnostyki predykcyjnej dla urządzeń z poniższymi protokołami komunikacyjnymi:

- FOUNDATION fieldbus,
- HART,
- WirelessHART,
- PROFIBUS DP,
- PROFIBUS PA.

System zarządzania zasobami sprzętowymi zostanie zainstalowany na komputerze osobistym (PC) i zapewni następujące możliwości:

- zarządzanie danymi konfiguracyjnymi oraz kalibracyjnymi dla inteligentnych urządzeń, włączając w to integrację z przenośnymi inteligentnym kalibratorami i komunikatorami;
- automatyczne rejestrowanie zdarzeń dla celów kontroli zmian w konfiguracji i obsługi bieżących komunikatów diagnostycznych;
- wyświetlanie w trybie on-line komunikatów diagnostycznych z urządzeń oraz ich historyzowanie;
- transfer danych pomiędzy systemami.

Oprogramowanie musi zapewniać wyświetlanie hierarchii urządzeń w trybie on-line i off-line pomiędzy fizycznym systemem a komputerem diagnostycznym.

System musi zapewniać łączność z następującymi systemami I/O:

- zdalne systemy I/O;
- multiplexery poprzez wykorzystanie protokołu HART;
- modemy (szeregowe, USB lub Bluetooth) poprzez wykorzystanie protokołu HART;
- HART przez PROFIBUS;
- FOUNDATION Fieldbus High Speed Ethernet;
- Siemens PCS7;
- Smart Wireless;
- Interfejs USB Fieldbus;
- ABB system 800xA.

Dopuszcza się inne rozwiązania tylko po akceptacji Zamawiającego

Oprogramowanie systemu AMS będzie korzystać z bibliotek w standardzie Enhanced EDDL zgodnych z normą IEC 61804-2. Musi także zapewniać wsparcie wykorzystania DTM do komunikacji z urządzeniami. Zintegrowane w systemie AMS oprogramowanie diagnostyczne w zakresie inteligentnych pozycjonerów musi zapewniać dostęp do wszystkich funkcji diagnostycznych urządzenia.

Wymiana informacji pomiędzy urządzeniami, a systemem AMS nie może mieć żadnego wpływu na zdolność sterowania procesem przez systemy sterowania i zabezpieczeń. Wymagany jest certyfikat potwierdzający brak wpływu funkcjonowania systemu AMS na systemy DCS i SIS.

Z systemem wymagane jest dostarczenie wszystkich niezbędnych licencji dla zapewnienia pełnej funkcjonalności oprogramowania w zakresie zainstalowanych urządzeń obiektowych. Wszystkie

licencje muszą być dostarczone z zapasem minimum 30% (licencjonowanie liczby urządzeń podłączonych do systemu).

System zarządzania zasobami sprzętowymi musi mieć możliwość tworzenia automatycznych kopii zapasowych oraz zdolność do przywrócenia systemu po awarii.

8.6 Systemy antypompażowe

Systemy antypompażowe powinny spełniać następujące wymagania funkcjonalne:

- Ochrona sprężarki przed zjawiskiem pompażu w każdym z reżymów pracy, podczas rozruchu, normalnej pracy i zatrzymania oraz zminimalizowany wpływ na przebieg procesów prowadzonych na instalacji.
- Automatyczne rozszerzenie zakresu bezpiecznej pracy sprężarki w zależności od prędkości przybliżenia punktu pracy sprężarki do granicy pompażu.
- Zapobieganie powstawaniu pompażu sprężarki i przekroczeniu zadanych parametrów ograniczających.
- Automatyczne dostosowanie struktury parametrów układu w zależności od charakterystyki działających zaburzeń, zapewniające zahamowanie rozwoju przedpompażowej sytuacji i przerwanie pompażu w przypadku jego pojawienia się na skutek przyczyn, niezależnych od układu.
- Odzworowanie w skali czasu rzeczywistego i formie poglądowej położenia punktu pracy sprężarki w płaszczyźnie jego charakterystyk gazodynamicznych i położenia linii ustawienia regulatora antypompażowego.
- Powiązanie programowe odpowiadające za poszczególne sekcje sprężania muszą zapewniać pełną ochronę całej sprężarki. Zaburzenie na jednej sekcji nie może przenosić się na pozostałe.

Regulator antypompażowy powinien być zrealizowany w oparciu o dedykowany sterownik PLC lub regulator pojedynczej strategii spełniający następujące warunki:

- Czas przetwarzania pętli regulacyjnej powinien zapewniać warunki bezpiecznej pracy i wymagany czas reakcji określony przez dostawcę maszyny.
- Regulator musi posiadać odpowiednie funkcje diagnostyczne umożliwiające zlokalizowanie usterki sprzętowej (procesor, karty i obwody I/O, interfejsy komunikacyjne)
- Informacje diagnostyczne o pracy regulatora będą przekazywane do systemu DCS w sposób umożliwiający wizualizację i alarmowanie na odpowiednich synoptykach lub ekranach systemowych. Dopuszczalne są alarmy wspólne (kumulatywne)
- Usterka sprzętowa regulatora nie może generować powstania sytuacji niebezpiecznej dla pracy maszyny. Tryb awaryjny powinien wymuszać bezpieczną pozycję zaworu antypompażowego.
- Usterka pojedynczego obwodu wejściowego nie powinna generować powstania sytuacji niebezpiecznej dla pracy maszyny. Tryb awaryjny powinien dopuszczać stosowanie dwóch scenariuszy: używanie ostatniej dobrej wartości procesowej i utrzymanie regulacji lub wymuszenie bezpiecznej pozycji zaworu antypompażowego. Ostateczny wybór scenariusza obsługi sytuacji awaryjnej powinien zostać określony na etapie realizacji zadania i uzgodniony z Klientem.
- Do obsługi regulatora antypompażowego powinna być zapewniona dedykowana stacja inżynierska. Stacja powinna zapewniać realizację następujących funkcji:
 - obsługa oprogramowania systemowego

- rejestracja i archiwizacja diagnostyki regulatora
- rejestracja i archiwizacja danych procesowych i zdarzeń
- tworzenie i wykonywanie zmian oprogramowania użytkowego (opcja)
- wizualizacja działania oprogramowania użytkowego
- wykonywanie kopii bezpieczeństwa
- odtwarzanie stanu regulatora z kopii bezpieczeństwa
- Oprogramowanie powinno składać się z następujących części - pakietów:
 - oprogramowanie systemowe i diagnostyczne
 - oprogramowanie użytkowe
 - oprogramowanie narzędziowe
 - oprogramowanie wizualizacyjne
- Oprogramowanie systemowe i użytkowe będzie dostarczone wraz z wszystkimi licencjami niezbędnymi do realizacji omówionych zadań.

Element wykonawczy układu antypompażowego – zawór regulacyjny – musi być dobrany do konkretnej aplikacji w taki sposób aby poprzez odpowiednią wielkość przepływu, szybkości działania oraz precyzyjne pozycjonowanie zapewniał optymalne reakcje kontrolne całego układu. Dla zaworu wymagany jest pozycjoner inteligentny z pełną diagnostyką.

Funkcje dodatkowe systemu antypompażowego:

- Możliwość wymiany informacji diagnostycznych i procesowych z systemem sterowania DCS poprzez łącze komunikacyjne (np. łącze szeregowe RS-232/485 z protokołem Modbus RTU)
- Możliwość zakładania pojedynczych mostków serwisowych (MOS) na sygnałach wejściowych do regulatora (przepływ, ciśnienie, temperatura) w celu wykonania działań serwisowych na ruchu instalacji.
- Sygnały sterujące i komendy pomiędzy systemem DCS i systemem antypompażowym muszą być realizowane za pomocą połączeń sprzętowych.

Końcowa konfiguracja systemu antypompażowego powinna być zatwierdzona przez pracowników Działu PUM ORLEN POŁUDNIE S.A.

9. Wymagania dla dostawcy systemu APC w zakresie współpracy z systemem DCS

1. Analiza bieżącego i planowanego obciążenia systemu DCS w następujących aspektach:
 - a. magistrale komunikacyjne (min/avg/peek load)
 - b. wydajność procesorów sterujących (CPU) w zakresie możliwości implementacji nowych algorytmów (min/avg/peek load)
 - c. wydajność systemu historyzacji danych
 - d. wydajność stacji operatorskich (grafik operatorskich)
 - e. posiadane licencje pod względem możliwości rozszerzeń
 - f. aktualność oprogramowania systemowego (pod kątem wymagań w zakresie możliwych rozszerzeń)

Dokument musi zawierać informacje o aktualnych obciążeniach, marginesach bezpiecznego rozszerzenia i planowanych obciążeniach docelowych, które muszą zostać zweryfikowane po zakończeniu wdrożenia.

2. Opracowanie dokumentu FDS (Functional Design Specification) w zakresie:
 - a. Połączeń komunikacyjnych APC<->DCS (standardy, redundancja)
 - b. Bezpieczeństwa i uwierzytelniania i autoryzacji wymienianych danych
 - c. Bezpieczeństwa rozwiązań systemowych tj. oprogramowanie antywirusowe, patch management, separacja i segregacja sieci, zapory sieciowe, zabezpieczanie kont użytkowników, itp.
 - d. Założeń w zakresie integracji aplikacji APC i DCS (interfejs operatorski)
 - e. Założeń w zakresie integracji i standaryzacji sprzętu
 - f. Założeń w zakresie segregacji i integracji aplikacji sterującej
3. Opracowanie projektów technicznych, specyfikacji technicznych do zapytań ofertowych dla modyfikacji systemu DCS wynikających z wyników analiz z punktu 1, FDS i innych wymagań wdrażanej aplikacji APC w zakresie:
 - a. sprzętu,
 - b. licencji oprogramowania,
 - c. usług montażu/instalacji sprzętu oraz oprogramowania,
 - d. usługi zmian oprogramowania aplikacyjnego
4. Opracowanie karty ryzyka wdrożenia systemu APC w zakresie:
 - a. możliwości wprowadzania zmian sprzętowych systemu DCS w trakcie ruchu technologicznego instalacji,
 - b. możliwości zmian oprogramowania w trakcie ruchu technologicznego instalacji.

10. Komunikacja z systemami zewnętrznymi

10.1 Komunikacja z systemami zabezpieczenia maszyn (MMS)

1. Charakterystyka systemu.

System służy do nadzoru nad parametrami pracy urządzeń takich jak pompy, turbiny, generatory, kompresory, których poprawna praca jest krytyczna dla zachowania ciągłości procesów technologicznych. System MMS powinien posiadać następujące funkcje:

- monitorowanie i rejestrowanie parametrów pracy maszyn,
- przekazywanie informacji do sterowników i przełączników awaryjnego zatrzymania, przekazywanie informacji o stanie maszyn do systemu DCS.

2. Zalecane jest wykorzystywanie do komunikacji pomiędzy *Systemem DCS* a systemem MMS protokołu ModBus. Po uzyskaniu pisemnej zgody dopuszczalne jest wykorzystanie jednego ze standardowych protokołów komunikacyjnych, takich jak:

- protokół ModBus RTU,
- protokół ModBus TCP/IP na łączu Ethernet,
- protokół ProfiBus DP ,
- protokół ProfiBus on Ethernet

3. *Systemy DCS* powinny pobierać dane bezpośrednio z poszczególnych kaset systemu MMS.

4. Należy dostarczyć kompletną listę sygnałów wejściowych/wyjściowych pobieranych z każdej kasety do *Systemu DCS*, przekazując o każdym sygnale co najmniej następujące informacje:

Oznaczenie sygnału/zmiennej	Opis sygnału	Typ, długość	Adres	zakres oraz jednostka inżynierska	Nastawy alarmów L, LL	Nastawy alarmów H, HH	wartość aktywnego sygnału binarnego (0 lub 1)
-----------------------------	--------------	--------------	-------	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------	---

5. Należy zapewnić synchronizację zegarów systemu zabezpieczenia maszyn z *Systemem DCS*. Sposób realizacji tej synchronizacji (lista rejestrów danych), należy każdorazowo ustalić.

6. Do *Systemu DCS* należy pobierać następujące informacje z każdej z kaset systemu zabezpieczenia maszyn:

- Wartości sygnałów z czujników pomiarowych na każdym kanale.
- Stan kanału (przekroczenie ustawionych poziomów granicznych HI lub LO).
- Wartości sygnałów z wejść dyskretnych.
- Diagnostyka każdego z kanałów (np. przerwanie obwodu).
- Status komunikacji z kasetą.
- Zbiorczy sygnał o stanie kasety.

7. W *Systemie DCS* należy dodatkowo skonfigurować alarmy przekroczenia dopuszczalnych wartości sygnałów mierzonych przez system MMS. Progi alarmowe muszą być zgodne z ustawionymi w systemie MMS.

Strona 77 z 96

10.2 Komunikacja z systemami kontroli obszaru elektroenergetyki (NRB)

1. Charakterystyka systemu

System NRB powinien spełniać następujące cele:

- monitorowanie napięcia na poszczególnych obwodach rozdzielni elektrycznych,
- monitorowanie stanów wyłączników, odłączników, bezpieczników rozdzielni elektrycznych,
- ciągły pomiar wielkości elektrycznych jak napięcia, prądy, moce czynne, bierne, chwilowe oraz 15-minutowe, zużycie energii elektrycznej, poziom zakłóceń harmonicznych,
- wykrywanie i rejestracja zakłóceń zasilania jak zapady napięcia.

Na podstawie danych uzyskanych z systemu NRB powinno być łatwiejsze podejmowanie decyzji niezbędnych do optymalnego prowadzenia ruchu sieci elektroenergetycznej w zakładzie produkcyjnym. Dodatkowo informacje zbierane przez system NRB są istotne przy decydowaniu o rozbudowie/przebudowie instalacji elektroenergetycznych.

2. Do komunikacji z systemami NRB należy używać jednego ze standardowych protokołów komunikacyjnych, takich jak:

- protokół Modbus RTU,
- protokół Modbus TCP/IP na łączu Ethernet,
- protokół Profibus DP,
- protokół Profibus on Ethernet.

3. Należy dostarczyć kompletną listę sygnałów I/O pobieranych do *Systemu DCS*, uwzględniając jako minimum następujące informacje:

Oznaczenie sygnału/zmiennej	Opis sygnału	Typ, długość	Adres	Zakres oraz jednostka inżynierska	Nastawy alarmów L, LL	Nastawy alarmów H, HH	Wartość aktywnego sygnału binarnego (0 lub 1)
-----------------------------	--------------	--------------	-------	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------	---

4. Przy pobieraniu informacji dotyczących wartości licznikowych należy oprócz samej wartości pobrać znacznik czasowy. Format znacznika czasowego należy każdorazowo ustalić.

10.3 Systemy informatyczny zakładu (PI)

W oferowanych *Systemach DCS* należy zapewnić komunikację z systemem informatycznym czasu-rzeczywistego przedsiębiorstwa. Funkcję tę pełni oprogramowanie PI firmy OSI. Komunikację w miarę możliwości należy zrealizować na redundantnych łączach. Standardowym sposobem komunikacji z systemem PI jest protokół OPC. W razie braku możliwości realizacji połączenia z użyciem tego protokołu metodę komunikacji należy uzgodnić z Biurem Informatyki oraz Działem PUM.

10.4 Systemy zarządczo-analityczne AMS

Dla zapewnienia współpracy z istniejącym systemem AMS, dostawca systemu sterowania musi zapewnić:

- a. Niezbędny sprzęt i łącza komunikacyjne (data collector)
- b. Niezbędną ilość licencji dla przesyłanych danych.

11. Współpraca z systemami wspomagającymi

11.1 Systemy antywirusowe

1. Na stacjach operatorskich/inżynierskich oraz serwerach Systemów musi być zainstalowane oprogramowanie antywirusowe.
2. *Dostawca* jest zobowiązany do sprawdzenia zgodności dostarczanego przez siebie *Systemu* ze standardowo stosowanym w ORLEN POŁUDNIE S.A. oprogramowaniem antywirusowym. Jeżeli *Dostawca* stwierdzi, iż istnieją przeciwwskazania co do wspólnego działania obu systemów, jest zobowiązany do dostarczenia oprogramowania antywirusowego, zgodnego z dostarczaniem Systemem, oferującego taki sam poziom bezpieczeństwa jak stosowany w ORLEN POŁUDNIE S.A. (według uznanych niezależnych ocen).
3. Konfiguracja oprogramowania antywirusowego zaimplementowanego w *Systemie* powinna być zgodna z zaleceniami producenta *Systemu*.
4. Oprogramowanie antywirusowe zainstalowane dla ochrony *Systemu*, powinno używać aktualnej sygnatury wirusów zweryfikowanej przez producenta *Systemu*.
5. Dostawca powinien przekazać instrukcję prawidłowej instalacji, konfiguracji oraz uaktualnienia dostarczanych przez siebie systemów antywirusowych.
6. Podczas okresu gwarancyjnego, Dostawca jest zobowiązany do informowania Zamawiającego o wypuszczeniu nowej sygnatury wirusów, akceptowanej przez producenta *Systemu*. Informacje te powinny być przekazywane nie później niż 7dni po opublikowaniu sygnatur zgodnie z harmonogramem ich publikowania przez producenta systemu antywirusowego.
7. Dostarczane oprogramowanie musi mieć możliwość konfiguracji zdalnej.
8. Dostarczane oprogramowanie musi mieć możliwość wykonywania zarówno skanowania „na żądanie” jak i wyzwalanego automatycznie wg ustawionego harmonogramu.
9. Dostarczone oprogramowanie antywirusowe musi posiadać możliwość skanowania pełnego lub wybranych plików/folderów.
10. Dostarczane oprogramowanie antywirusowe powinno posiadać możliwość zcentralizowanego zarządzania (automatycznego wprowadzania takiej samej konfiguracji na kilku zgrupowanych stacjach operatorskich).
11. Dostarczane systemy antywirusowe muszą mieć możliwość generowania raportów po wykonaniu każdego skanowania.
12. Przed podłączeniem zewnętrznego nośnika do komponentów Systemów, należy wykonać pełne skanowanie tego nośnika programem antywirusowym.
13. Wraz z dostawą komponentów Systemów, Dostawca jest zobowiązany przekazać wymagane licencje na zainstalowane oprogramowanie antywirusowe wraz z ich cesją na Zamawiającego.
14. System powinien poprawnie funkcjonować w architekturze zakładającej odseparowanie od sieci Internet – sygnatury nie mogą być pobierane bezpośrednio na system centralny, służący do zarządzania i mający połączenie z chronionymi stacjami operatorskimi/inżynierskimi oraz serwerami Systemów.

11.2 Systemy zarządzania łątami

1. System zarządzania łątami w Systemach obejmuje między innymi:
 - a. łąty przeznaczone do systemu operacyjnego serwerów i stacji operatorskich
 - b. łąty przeznaczone dla oprogramowania aplikacyjnego Systemów
 - c. łąty przeznaczone do oprogramowania narzędziowego Systemów
 - d. łąty przeznaczone dla driverów komunikacyjnych Systemów
 - e. łąty przeznaczone dla innego oprogramowania niezbędnego do działania Systemów
2. System zarządzania łątami w Systemach musi być zgodny z zaleceniami producenta Systemu.
3. Dostawca Systemu musi przekazać instrukcję zarządzania łątami wykonaną przez producenta Systemu.
4. Podczas okresu gwarancyjnego, Zamawiający musi być powiadamiany o wypuszczeniu nowych, pochodzących od producenta łąt Systemu.
5. Nowo instalowane Systemy muszą zostać zainstalowane i przetestowane w wersji ze wszystkimi dostępnymi na moment odbioru SAT, oficjalnymi łątami. Dotyczy to całości oprogramowania wchodzącego w skład Systemu, w tym:
 - a. systemów operacyjnych serwerów i stacji operatorskich,
 - b. oprogramowania aplikacyjnego,
 - c. driverów komunikacyjnych,
 - d. innego oprogramowania niezbędnego do działania Systemu,
 - e. oprogramowania narzędziowego.
6. Powinien być zapewniony bezpieczny dostęp do listy łąt bezpieczeństwa oraz service packów, istotnych z punktu widzenia Systemu. Dla oprogramowania systemu Windows lista łąt powinna być dostępna do ściągnięcia w standardowym formacie oraz kompatybilna z MWSUS (Microsoft Windows Server Update System).
7. Łąty oraz service packi potwierdzone przez dostawcę powinny być przekazywane bezpośrednio przez producenta Systemu.

11.3 Serwer DNS

1. Jeżeli w ramach wykonania Systemu, instalowany jest serwer DNS, należy umieścić go w strefie DMZ systemów sterowania i nadzoru (za firewallem), odseparowanej od strefy korporacyjnej.
2. Serwery DNS zainstalowane w Systemie powinny być odpowiedzialne jedynie za rozwiązywanie nazw tej sieci.
3. Serwery DNS systemu sterowania powinny przyjmować wyłącznie zapytania od zaufanych hostów.
4. Dostawca jest zobowiązany do używania najnowszych wersji serwerów i klientów z aktualnymi łątami bezpieczeństwa.
5. Konfiguracja usług DNS powinna być możliwa tylko z kont administratorskich.
6. W przypadku wykorzystywania usługi DNS wymagane jest do stosowanie DNSSEC.

7. Tylko ograniczona lista hostów należących do *Systemu* może odpytywać system DNS.
8. Należy zablokować możliwość odpytywania o wersję oprogramowania.
9. Należy skonfigurować firewalla separującego poszczególne strefy by zezwalał na komunikację DNS wyłącznie na porcie 53 (TCP i UDP).

11.4 Zarządzanie kopiami zapasowymi (backupy)

1. Dostarczane *Systemy* muszą posiadać możliwość wykonania *Kopii zapasowej* i odzyskania całego oprogramowania *Systemu*, w tym:
 - a. systemów operacyjnych serwerów i stacji operatorskich,
 - b. oprogramowania aplikacyjnego,
 - c. driverów komunikacyjnych,
 - d. innego oprogramowania niezbędnego do działania *Systemu*,
 - e. oprogramowania narzędziowego.
2. Jeżeli do wykonania *Kopii zapasowej* potrzebne jest dodatkowe oprogramowanie, musi być one dostarczone wraz z *Systemem*.
3. *Dostawca Systemu* jest zobowiązany do przekazania kompletu dokumentacji w tym:
 - a. Instrukcji wykonywania *Kopii zapasowej Systemu*
 - b. Instrukcji odzyskiwania *Systemu* z *Kopii zapasowej*
 - c. Polityki backupowej
4. Dostarczane narzędzia i zalecana polityka backupowa muszą zapewniać możliwość wykonania *Kopii zapasowej* bez zakłócania normalnej pracy *Systemu*.
5. Dostarczane narzędzia wykonywania *Kopii zapasowej* muszą uwzględniać trzy podstawowe aspekty umożliwiające szybkie odzyskanie *Systemu*:
 - a. Ochronę systemu – możliwość odzyskania całego *Systemu*, w tym także ustawień użytkowników, rejestru, itp. w możliwie najkrótszym czasie.
 - b. Ochronę danych – możliwość odzyskania wszystkich istotnych danych (także baz danych) gromadzonych przez *System* z momentu wykonania ostatniej kopii.
 - c. Online Backup – możliwość wykonywania *Kopii zapasowej* bez zatrzymywania *Systemu* (co pozwala na zwiększenie częstotliwości wykonywania *Kopii zapasowej*).

12. Kontrola dostępu do systemów automatyki oraz systemów operacyjnych

12.1 Zarządzanie sesjami

1. Wykorzystywanie niezabezpieczonych protokołów w celu zdalnego dostępu do komponentów *Systemu* jest zabronione.
2. Należy zapewnić zdalny dostęp do komponentów *Systemu* poprzez szyfrowane protokoły (takie jak: ssh, ssl) gwarantujące szyfrowane przesyłanie danych w szczególności danych dotyczących uwierzytelnienia użytkownika (login i hasło).
3. Protokoły zdalnego dostępu do *Systemu* powinny wykorzystywać najsilniejszą metodę szyfrowania, współmierną do platformy technologicznej i czasu reakcji.
4. Funkcja wygaszacza ekranu na stacjach operatorskich nie może być aktywna.
5. Należy zablokować dostęp do nieszyfrowanych protokołów takich jak telnet, login, ftp
6. Producent nie powinien zezwolić na :
 - a. wiele jednoczesnych zdalnych logowań z jednego konta na ten sam komponent *Systemu*,
 - b. wykorzystywanie uwierzytelnionej pojedynczej sesji w celu uzyskania dostępu do wielu zasobów,
 - c. udostępnianie funkcjonalności auto-uzupełniania podczas logowania,
 - d. anonimowe logowanie

12.2 Zarządzanie hasłami

1. Podstawową metodą dostępu do *Systemów* są nazwy użytkownika i hasła.
2. Hasła dostępu są wymagane w celu zapobiegania nieautoryzowanego dostępu do *Systemów*.
3. Dostęp użytkownika przez logowanie jest wymagany w celu zapobiegania nieautoryzowanego dostępu nieupoważnionych osób.
4. Przed produkcyjnym wdrożeniem *Systemu* wszystkie hasła domyślne oraz niezgodne z poniższymi zapisami powinny być usunięte. Lista wszystkich użytkowników wraz z ich jawnymi hasłami musi być przekazana w bezpieczny sposób, pisemnie *Zamawiającemu*.
5. Konfiguracja polityki haseł powinna regulować następujące kwestie:
 - a. wymianę haseł dostępowych co najmniej raz na 180 dni,
 - b. minimalną długość hasła - 8 znaków,
 - c. hasła dostępowe muszą składać się z wielkich i małych liter, cyfr oraz co najmniej jednego z podanych symboli (@ # \$ % ^ & * () _ + | ~ - = \ ` { } [] : " ; ' < > / ?),
 - d. hasła dostępowe muszą być szyfrowane. Zabrania się przechowywania haseł dostępowych w formie czytelnej.

Do powyższych zasady stosuje się następujące wyjątki:

- a. Konta Operatora nie podlegają zarządzaniu hasłami, pod warunkiem że są wykorzystywane lokalnie bez możliwości zdalnego logowania.

- b. Auto-logowanie jest dozwolone wyłącznie na konsoli operatorskiej na koncie Operatora. Auto-logowanie nie może być wykorzystane do logowania zdalnego.
- c. Konta Inżynierów *Systemu* nie muszą podlegać zasadzie zmiany hasła co 180 dni. W takim przypadku długość hasła musi wynosić co najmniej 12 znaków.
- d. Konta systemowe nie podlegają wyżej opisanym zasadom.

12.3 Użytkownicy i grupy użytkowników

1. *System* powinien umożliwiać kreowanie użytkowników i grup użytkowników.
2. Prawa dostępu oraz poziomy uprawnień powinny być zdefiniowane na poziomie grupy użytkownika.
3. Każdy użytkownik powinien mieć przypisane indywidualne konto. Wyjątkiem jest występowanie współdzielonego konta operatorskiego w *Systemie*.
4. *Dostawca* powinien przydzielić minimalne uprzywilejowanie dla kont użytkowników.
5. Ze względu na specyfikę *Systemów* rozróżniamy dwa rodzaje kont:
 - a. uprawniające do uzyskania dostępu do systemu operacyjnego,
 - b. uprawniające do uzyskania dostępu do aplikacji *Systemu*.
6. W *Systemie* występują następujące grupy użytkowników:
 - a. Administratorzy – konta z uprawnieniami administratorskimi, umożliwiające wykonanie wszystkich operacji związanych z administracją systemu operacyjnego. Konta tworzone tylko dla administratorów IT w przypadku, gdy dany zasób jest współdzielony pomiędzy inżynierów wsparcia oraz administratorów IT (np. serwer OPC).
 - b. Inżynierowie – konta z uprawnieniami administratorskimi umożliwiające wykonanie wszystkich operacji związanych z administracją *Systemu* (w tym systemu operacyjnego). Grupa ta jest dedykowana dla inżynierów wsparcia. Mają oni uprawnienia do zmian konfiguracji w *Systemie* w tym np. tworzenie grafik, modyfikacja aplikacji.
 - c. Serwisanci – konta dedykowane dla wsparcia zewnętrznego ze skonfigurowanymi ograniczeniami dostępu.
 - d. Operatorzy - konta z uprawnieniami operatorskimi uprawniającymi do monitorowania i prowadzenia ruchu.
7. Zmiany uprawnień użytkowników są możliwe jedynie z kont z uprawnieniami administratora.

13. Zdalny dostęp do Systemu

Zagadnienia zdalnego dostępu zostały omówione w Zarządzeniu nr 9 z 2016r. w sprawie "wprowadzenie zasad bezpieczeństwa teleinformatycznego w ORLEN POŁUDNIE S.A."

14. Bezpieczeństwo fizyczne i środowiskowe

14.1 Ochrona przed nieautoryzowanym dostępem

1. Elementy *Systemów* muszą być chronione przed dostępem nieupoważnionych osób.
2. Dostęp do nowo powstających/projektowanych oraz modernizowanych pomieszczeń, w których znajdują się elementy *Systemu* należy ograniczyć tylko do upoważnionych osób poprzez instalację systemu SKD.
3. Elementy *Systemu* znajdujące się w pomieszczeniach technicznych muszą być umieszczone w szafach zamykanych na klucz.

14.2 Ochrona przed zagrożeniem pożarem

1. W zakresie ochrony przeciwpożarowej, należy stosować wymagania określone w aktualnych przepisach krajowych oraz wewnętrznych Zarządzeniach ORLEN POŁUDNIE S.A.
2. W pomieszczeniach w których znajdują się komponenty *Systemów*, ściany działowe powinny być wykonane z trwałych materiałów, zapewniających odpowiedni poziom odporności na włamanie i ogień.
3. Pomieszczenia powinny zostać wyposażone w system detekcji pożaru oraz w podręczny sprzęt gaśniczy.

14.3 Zasilanie elektryczne

Szafa dystrybucji mocy powinna każdorazowo spełniać następujące wymagania:

1. Dystrybucja zasilania w głównej szafie dystrybucji mocy do każdej szafy/panelu *Systemu* powinna być zrealizowana na szynach zbiorczych miedzianych dla faz i linii neutralnej (zero robocze). Każdy odpływ do szafy/panelu powinien być zabezpieczony bezpiecznikiem i izolowanym wyłącznikiem. Bezpieczniki na każdym odpływie powinny posiadać wskaźnik zadziałania.
2. Indywidualne listwy zasilania umieszczone w szafach sterowniczych, panelach i konsolach będą zasilane podwójnymi kablami zasilającymi poprowadzonymi z głównej szafy dystrybucji mocy. Od tych listw poprowadzone zostaną zasilania do indywidualnych odbiorów za pośrednictwem bezpieczników i izolowanych wyłączników. Bezpieczniki na każdym odpływie powinny posiadać wskaźnik zadziałania.
3. Wewnątrz szafy dystrybucji mocy powinny być umieszczone dwie miedziane szyny zbiorcze (Oznaczone „A” i „B”). Każdą z nich należy podłączyć do innego, niezależnego źródła napięcia gwarantowanego (UPS). W przypadku występowania dużej liczby odbiorów nieredundantnych dopuszcza się umieszczenie szyny „C” zasilanej z szyn „A”/„B” poprzez static switch. Ostateczne rozwiązanie będzie każdorazowo uzgodnione z branżą elektryczną.

4. Odbiorniki wyposażone w zasilacze redundantne należy podłączyć do szafy dystrybucji mocy tak, aby jeden zasilacz był przyłączony do sekcji „A”, a drugi zasilacz do sekcji „B” szafy dystrybucji mocy
5. Odbiorniki wyposażone w nieredundantne zasilacze należy podłączyć do sekcji „A” szafy dystrybucji mocy lub poprzez szybki przełącznik „A”/„B”. W przypadku istnienia w szafie SDM szyny „C” odbiorniki wyposażone w nieredundantne zasilacze należy podłączyć do szyny „C”.
6. Styki pomocnicze bezpieczników w danej listwie zasilania szafy sterowniczej powinny być połączone szeregowo; wspólny bez-potencjałowy sygnał zadziałania zabezpieczeń powinien być wprowadzony do Systemu DCS (jeden alarm dla szafy).
7. Każda główna szyna zbiorcza „A” i „B” powinna być wyposażona w lampkę sygnalizującą stan pracy i przekaźnik z wyprowadzony stykiem bez-potencjałowym do podłączenia w *Systemie DCS*.

14.4 Utrzymywanie temperatury i wilgotności

1. Elementy *Systemów* monitorowania, sterowania i bezpieczeństwa muszą mieć zapewnione warunki temperatury i wilgotności zgodne z dopuszczalnymi przez producenta warunkami pracy.
2. Serwery aplikacji wizualizacji i archiwizacji powinny być instalowane w pomieszczeniach klimatyzowanych, wyposażonych w urządzenia umożliwiające utrzymanie w pomieszczeniu wymaganej temperatury.
3. Pomieszczenia, w których znajdują się komponenty *Systemów* należy wyposażać w co najmniej dwa niezależne klimatyzatory. Klimatyzatory muszą być zasilane z dwóch niezależnych obwodów.
4. Klimatyzatory muszą być tak skonfigurowane aby po przywróceniu zasilania samoczynnie podejmowały pracę i nie była wymagana ingerencja pracowników obsługi. Ta cecha musi być przetestowana w trakcie przeprowadzania odbioru systemu klimatyzacji.
5. Klimatyzatory nie mogą być umieszczone bezpośrednio nad szafami z urządzeniami automatyki. W przypadku ewentualnego wycieku płynu chłodniczego, płyn nie może spływać na szafę instalacyjną.
6. Szafy zawierające systemy automatyki muszą zawierać elementy wymuszające obieg powietrza wewnątrz szafy (panele wentylatorów). W przypadku stosowania paneli wentylatorów i ścian jednolitych, wentylatory powinny być uruchamiane przez termostat zainstalowany w szafie.
7. W pomieszczeniu muszą znajdować się czujniki monitorujące istotne parametry środowiskowe. Przekroczenie w pomieszczeniu dopuszczalnego zakresu mierzonych parametrów należy monitorować w *Systemie*.

14.5 Ochrona przed zalaniem wodą

1. Komponenty *Systemów* muszą być odpowiednio chronione przed potencjalnymi zagrożeniami zalaniem wodą.

2. Niedopuszczalne jest aby w bezpośrednim sąsiedztwie tych elementów przebiegały instalacje wodno-kanalizacyjne, rynnowe itp.
3. Jeżeli w sąsiedztwie komponentów *Systemu* występuje instalacja wodna (np. instalacja centralnego ogrzewania), należy dokonywać okresowej inspekcji tej instalacji pod kątem przecieków i stanu ogólnego (redukowanie ryzyka wypływu wody).
4. Nie zaleca się, aby komponenty *Systemów* znajdowały się poniżej poziomu gruntu, jeżeli nie wykonano odpowiednich zabezpieczeń przed zalaniem wodą deszczową lub gruntową.

14.6 Wibracje

Nowy System – Wybór i przygotowanie lokalizacji dla komponentów Systemu:

1. Planując lokalizację dla *Systemu* należy sprawdzić warunki środowiskowe (wibracje) poprzez:
 - a. dokonanie analizy otoczenia dla rozważanych lokalizacji pod kątem występowania źródeł wibracji,
 - b. dokonanie analizy otoczenia dla rozważanych lokalizacji pod kątem możliwego pojawienia się w przyszłości źródeł wibracji (np. analiza planów inwestycyjnych),
 - c. dokonanie pomiarów istniejących wibracji w celu ustalenia ich parametrów.
2. Dokonując wyboru lokalizacji należy:
 - a. porównać parametry występujących wibracji w poszczególnych potencjalnych lokalizacjach z wartościami podanymi przez producentów komponentów *Systemu* jako maksymalne dopuszczalne.
 - b. preferować w wyborze lokalizacje, które nie są narażone na wibracje lub ich wartości są mniejsze niż maksymalne wartości dopuszczalne podane przez producentów komponentów *Systemu*.
 - c. jeżeli nie jest możliwy wybór lokalizacji nie narażonej na wibracje (brak takich lokalizacji lub nie jest to możliwe ze względów eksploatacji sterowanej instalacji) lub nie jest to opłacalne (porównanie szacowanych kosztów zabezpieczenia przed wibracjami w danej lokalizacji z kosztami doprowadzenia tras kablowych i linii zasilających do innej lokalizacji, itp.) – podjąć decyzję o zastosowaniu środków zabezpieczających przed wibracjami.
3. Przygotowując lokalizację do eksploatacji należy:
 - a. Zmierzyć wartość wibracji występujących w lokalizacji. Gdy wartości wibracji są większe niż maksymalne dopuszczalne wartości podane przez producentów komponentów *Systemu* lub gdy przewiduje się, że w przyszłości mogą pojawić się wibracje w lokalizacji - zastosować zabezpieczenia przed wibracjami (punkty od b do e).
 - b. Opracować protokół z pomiarów wibracji („pierwotny”).
 - c. Opracować plan rozmieszczenia szaf instalacyjnych w pomieszczeniu wraz z ich rozmiarami oraz łącznym ciężarem (szafa wraz z zainstalowanymi urządzeniami).

- d. Dokonać (samodzielnie lub we współpracy ze specjalizowanym dostawcą) doboru elementów tłumiących - mat tłumiących i antywibracyjnych, które pochłaniać będą energię drgań. Elementy tłumiące powinny być odpowiednio dopasowane do warunków panujących w zakładzie produkcyjnym.
 - e. Elementy tłumiące zainstalować zgodnie z zaleceniami producenta.
4. Odbierając lokalizację do eksploatacji należy:
- a. Zmierzyć wartość wibracji w szafach po zainstalowaniu wszystkich komponentów *Systemu* w celu stwierdzenia skuteczności ochrony przed wibracjami.
 - b. Opracować protokół z pomiarów wibracji („końcowy”).
 - c. Protokoły pomiarów wibracji („pierwotny” i „końcowy”) oraz plan rozmieszczenia szaf i ich ciężarów włączyć w skład dokumentacji projektowej.

Odstępstwa

Przed każdym przystąpieniem do testów oraz wykonaniem rozwiązania ograniczającego wpływ szkodliwych wibracji należy wykonać analizę ekonomiczną opłacalności stosowania proponowanego rozwiązania. W przypadku braku opłacalności należy zaproponować rozwiązanie zastępcze niwelujące na akceptowalnym poziomie wpływ szkodliwych wibracji i drgań.

Zabezpieczanie komponentów istniejącego *Systemu* w przypadku pojawienia się nowych źródeł drgań:

1. W przypadku, gdy istnieje ryzyko iż zainstalowane komponenty *Systemu* narażone będą na wibracje o parametrach przekraczających wartości dopuszczalne podane przez producenta sprzętu, należy wykonać stosowne pomiary określające poziom wibracji.
2. W przypadku przekroczenia dopuszczalnego poziomu wibracji należy w odpowiedni sposób zabezpieczyć komponenty *Systemu* przed szkodliwymi wibracjami (np. zastosować wibroizolatory jako wyposażenie szafy instalacyjnej (rack) lub maty tłumiące i antywibracyjne, które pochłaniać będą energię drgań). Zastosowane rozwiązanie powinno być odpowiednio dopasowane do warunków panujących na zakładzie produkcyjnym.
3. Po zamontowaniu odpowiedniego rozwiązania niwelującego szkodliwy wpływ wibracji na komponenty *Systemu* należy wykonać powtórne szczegółowe pomiary poziomu wibracji.
4. Szczegółowy raport z dokonanych pomiarów poziomu wibracji przed oraz po montażu komponentów *Systemu* stanowi część dokumentacji projektowej.
5. W przypadku, gdy wartości wibracji przekraczają dopuszczalne przez producenta wartości maksymalne oraz gdy nie jest możliwe zastosowanie elementów tłumiących należy rozważyć wymianę istniejących komponentów na komponenty o odporności na wibracje większej niż panujące w lokalizacji.

14.7 Środowisko agresywne

Wybór i przygotowanie lokalizacji dla komponentów *Systemu*:

1. Planując lokalizację dla *Systemu* należy sprawdzić warunki środowiskowe (środowisko agresywne) poprzez:

- a. Dokonanie analizy otoczenia dla rozważanych lokalizacji pod kątem występowania źródeł emisji substancji agresywnych.
- b. Dokonanie analizy otoczenia dla rozważanych lokalizacji pod kątem możliwego pojawienia się w przyszłości źródeł emisji substancji agresywnych (np. analiza planów inwestycyjnych).
- c. Dokonanie pomiarów istniejących warunków środowiskowych w celu określenia klasy środowiska wg ANSI/ISA-S71.04. W tym celu należy:
 - wykonać w rozważanych lokalizacjach laboratoryjne pomiary środowiskowe lub
 - zainstalować w rozważanych lokalizacjach mierniki zanieczyszczenia, mierzące stopień agresywności środowiska lub
 - zainstalować w rozważanych lokalizacjach pasywne próbki, które po zadanym okresie będą przeanalizowane w celu określenia poziomu agresywności środowiska

Jeżeli wykonanie pomiarów nie jest możliwe lub nie jest uzasadnione ekonomicznie przyjąć iż panujące środowisko agresywne w lokalizacji jest klasy G3 wg ANSI/ISA-S71.04.

2. Dokonując wyboru lokalizacji należy:

- a. Porównać parametry środowiskowe panujące w poszczególnych potencjalnych lokalizacjach z wartościami podanymi przez producentów komponentów *Systemu* jako dopuszczalne dla pracy danego komponentu.
- b. Preferować w wyborze lokalizacje, które charakteryzują się najniższą klasą wg ANSI/ISA-S71.04. lub dla których istnieje ekonomiczne uzasadnienie wyboru (uwzględniając koszty wykonania zabezpieczeń przed środowiskiem agresywnym, jeżeli jest to wymagane).
- c. Jeżeli w wybranej lokalizacji poziom agresywności środowiska (wyrażony klasą wg ANSI/ISA-S71.04) jest wyższy niż dopuszczalny przez producentów komponentów *Systemu*, stosować zabezpieczenia środowiskowe.

Zabezpieczenia przed środowiskiem agresywnym

1. W przypadku gdy środowisko w lokalizacji przekracza poziom agresywności określony przez producenta komponentu jako dopuszczalne warunki pracy dla komponentu (w tym także gdy wcześniej została przyjęta klasa agresywności G3) należy zabezpieczyć komponenty *Systemu* przed szkodliwym wpływem takiego środowiska.
2. Dla zabezpieczenia całego pomieszczenia zawierającego komponenty *Systemu* przed środowiskiem agresywnym, należy stosować systemy filtrowania powietrza w celu zapewnienia wewnątrz warunków normalnych. W celu zapewnienia skutecznego filtrowania, przepusty w ścianach oraz otwory drzwiowe powinny być uszczelnione (podobnie jak dla systemu gaszenia gazowego). System zaopatrywania pomieszczenia w powietrze powinien umożliwiać utrzymywanie niewielkiego nadciśnienia w stosunku do otoczenia. Wewnątrz pomieszczenia stosować urządzenia w wykonaniu standardowym.

3. Dla zabezpieczania pojedynczych komponentów lub ich grup należy stosować jedną z poniższych metod:
- stosować szafy instalacyjne lub obudowy w wykonaniu szczelnym (zapewniającym odprowadzanie ciepła i filtrowanie powietrza wewnątrz),
 - dokonać instalacji/relokacji komponentów do pomieszczeń bez środowiska agresywnego,
 - stosować sprzęt w wykonaniu specjalnym, odpornym na środowisko agresywne (przyjąć klasę G3 wg normy ANSI/ISA-S71.04).
4. Wybór sposobu zabezpieczenia komponentów *Systemu* przed wpływem środowiska należy poprzedzić:
- a. analizą ekonomiczną obejmującą:
 - koszty relokacji komponentów do pomieszczeń bez środowiska agresywnego wraz z kosztami przygotowania miejsca dla tych komponentów i ich połączeń,
 - koszty wdrożenia zabezpieczeń,
 - koszty częstszej wymiany zużytego sprzętu (w wykonaniu normalnym) i utraty gwarancji,
 - koszty zakupu sprzętu w wykonaniu specjalnym, odpornym na środowisko agresywne,
 - koszty związane z przestojem/reinstalacją sprzętu (częstsze awarie sprzętu w wykonaniu normalnym).
 - b. analizą ryzyka obejmującą:
 - wpływ awarii sprzętu w wykonaniu normalnym na bezpieczeństwo i ciągłość działania zarządzanego procesu/instalacji.
5. Po zamontowaniu odpowiedniego rozwiązania niwelującego wpływ środowiska agresywnego na komponenty *Systemu*, *Dostawca* rozwiązania wystawia oświadczenie gwarantujące odpowiednie parametry środowiskowe w odizolowanym pomieszczeniu/szafie (oświadczenie powinno zawierać warunki gwarancji minimum 3 letnie na wdrożone rozwiązanie).
6. Szczegółowy raport z dokonanych pomiarów poziomu środowiska agresywnego na komponenty *Systemu* stanowi część dokumentacji projektowej.

Odstępstwa

Przed każdym przystąpieniem do testów oraz wykonaniem rozwiązania ograniczającego wpływ szkodliwego środowiska należy wykonać analizę ekonomiczną opłacalności stosowania proponowanego rozwiązania. Dopuszcza się rezygnację z zabezpieczenia elementów *Systemów* przed środowiskiem agresywnym w szczególnych przypadkach, gdy z wyników przeprowadzonej analizy wynika, iż koszty zabezpieczenia elementów przewyższają długoterminowe koszty wynikające m. in. z szybszego zużycia elementów oraz ryzyka.

15. Wytyczne dla przeprowadzania odbiorów urządzeń

15.1 Wytyczne dla przeprowadzania odbioru FAT (Factory Acceptance Test) u Wytwórcy

1. Celem testów *FAT* jest walidacja poprawności działania oraz zgodności *Systemu* ze specyfikacją techniczną zaakceptowaną przez *Zamawiającego*, przed transportem elementów systemu do docelowego miejsca ich działania.
2. Testy *FAT* powinny zostać uwzględnione i umieszczone w harmonogramie wstępnym przekazywanym na etapie oferty. O ile termin rozpoczęcia testów może być przedmiotem szczegółowych ustaleń na etapie podpisywania umowy lub realizacji, to informacje dotyczące czasu trwania testów oraz ich lokalizacji powinny być wiążące.
3. Testy fabryczne (*FAT*) zostaną przeprowadzone po dokonaniu zgłoszenia przez *Dostawcę* gotowości do przeprowadzenia testów oraz akceptacji terminu przez *Zamawiającego*. *Dostawca* jest zobowiązany do zgłoszenia gotowości do testów najpóźniej na miesiąc przed ich rozpoczęciem.
4. Szczegółowy plan testów *FAT* należy przedstawić *Zamawiającemu* nie później niż 4 tygodnie przed ich rozpoczęciem. Plan testów musi zawierać:
 - a. Szczegółowy harmonogram testów
 - b. Listę testów wraz z procedurami ich przeprowadzenia
5. Plan testów musi obejmować możliwie szeroki zakres działania *Systemu*, tzn. wszystkie elementy jego budowy i funkcjonalności, które mogą zostać sprawdzone przed instalacją i uruchomieniem. Ogólnie, testy powinny obejmować:
 - a. Testy szaf *Systemów* (zgodność z dokumentacją, test poprawności okablowania od zacisków wejściowych szafy do modułów *Systemu*),
 - b. Komunikację pomiędzy komponentami *Systemu*,
 - c. Funkcjonalność stacji operatorskich,
 - d. Weryfikację parametrów wydajnościowych i jakościowych *Systemu* założonych w specyfikacji technicznej,
 - e. Sprawdzenie działania rozwiązań redundancji,
 - f. Wykonanie i odtworzenie *Systemu* z *Kopii zapasowej*,
 - g. Testy aplikacji,
 - h. Testy obwodów wejść/wyjść (minimum 30%). W ich trakcie wejścia na karty I/O powinny być zasymulowane zadajnikami w celu sprawdzenia poprawności wskazań, alarmowania, drukowania, funkcji blokadowych, archiwizowania.
6. *Zamawiający* w ciągu 2 tygodni od otrzymania planu zapozna się z dostarczonym zestawem procedur testowych i przedłoży swoje uwagi.
7. Ostateczny zestaw testów jest uzgadniany przez *Zamawiającego* i *Dostawcę*.
8. *Dostawca* zapewni środowisko umożliwiające przeprowadzenie testów *FAT* zgodnie z uzgodnionym planem.
9. *Zamawiający* ma prawo do zaangażowania ekspertów zewnętrznych do uczestniczenia lub wykonania testów .
10. Wszelkie wykryte usterki zostaną udokumentowane. Zaleca się usuwanie wykrytych usterek na bieżąco.

11. Po usunięciu usterki trzeba powtórnie przeprowadzić test.
12. Parametry stabilności i wydajności powinny być weryfikowane zgodnie z zapisami znajdującymi się w uzgodnionym oraz zaakceptowanym przez *Zamawiającego* *Projekcie Technicznym*.
13. Zakończenie testów *FAT* będzie potwierdzone protokołem zakończenia testów w którym powinna znaleźć się informacja o sprawdzeniu minimum 30% wejść/wyjść systemu oraz o nieusuniętych usterkach jeśli takie były wraz z ich opisem.
14. Po zakończeniu testów *FAT Systemu* musi nastąpić przekazanie wszelkich haseł dostępu (administratorskie, niezbędne dla realizacji prac serwisowych oraz wszystkie inne hasła używane w *Systemie*)

15.2 Wytyczne dla przeprowadzania odbioru SAT (Site Acceptance Test)

1. Celem testów *SAT* jest potwierdzenie funkcjonowania *Systemu* po instalacji jego komponentów w miejscu ich docelowego działania.
2. Testy *SAT* powinny zostać uwzględnione i umieszczone w harmonogramie wstępnym przekazywanym na etapie oferty.
3. Testy *SAT* zostaną przeprowadzone po dokonaniu zgłoszenia przez *Dostawcę* gotowości do przeprowadzenia testów oraz akceptacji terminu przez *Zamawiającego*.
4. Szczegółowy plan testów *SAT* należy przedstawić *Zamawiającemu* nie później niż 4 tygodnie przed ich rozpoczęciem. Plan testów musi zawierać:
 - a. Szczegółowy harmonogram testów
 - b. Listę testów wraz z procedurami ich przeprowadzenia
5. Testy *SAT* mogą powtarzać dowolne z testów *FAT*.
6. Plan *SAT* powinien obejmować co najmniej następujące kwestie:
 - a. Komunikację pomiędzy komponentami systemu (funkcjonalność, diagnostyka)
 - b. Komunikację z systemami zewnętrznymi (funkcjonalność, diagnostyka)
 - c. Testy obwodów wejść/wyjść (100%)
7. *Zamawiający* w ciągu 2 tygodni od otrzymania planu zapozna się z dostarczonym zestawem procedur testowych i przedłoży swoje uwagi.
8. Ostateczny zestaw testów jest uzgadniany przez *Zamawiającego* i *Dostawcę*.
9. *Zamawiający* ma prawo do zaangażowania ekspertów zewnętrznych do uczestniczenia lub wykonania testów.
10. Podczas wykonywania testów *Dostawca* zapewni udział w testach niezbędnego personelu.
11. Wszelkie wykryte usterki zostaną udokumentowane oraz muszą być usunięte przez *Dostawcę* przed zakończeniem testów *SAT*.
12. Po usunięciu usterki trzeba powtórnie przeprowadzić test.
13. Zakończenie testów *SAT* będzie potwierdzone protokołem zakończenia testów, w którym powinna znaleźć się informacja o sprawdzeniu 100% wejść/wyjść systemu oraz o nieusuniętych usterkach jeśli takie były wraz z ich opisem.

14. Wraz z przekazaniem Systemu musi nastąpić przekazanie wszelkich haseł dostępu (administratorskie, niezbędne dla realizacji prac serwisowych oraz wszystkie inne hasła używane w Systemie).

16. Zakres dostaw

Kontraktor musi dostarczyć aparaturę pomiarową i urządzenia systemów sterowania, monitoringu, zabezpieczeń oraz innych ujętych w wymaganiach technicznych, materiały montażowe, know-how i dokumentację techniczną. Kontraktor musi wykonać wszystkie prace konstrukcyjne i sprawdzenie obwodów pomiarowych. Ponadto powinien brać udział w uruchomieniu instalacji w zakresie uzgodnionym w kontrakcie.

16.1 Dokumentacja techniczna

- Kontraktor powinien dostarczyć dokumentację zdefiniowaną w załączniku B. Dokumentacja musi być sporządzona w języku polskim. W przypadku firm zagranicznych dokumentacja sporządzona w języku angielskim musi być przetłumaczona na język polski. Dokumentacja techniczna powinna być dostarczona przez Kontraktora w następującej formie:
 - Na papierze – 2 kopie
 - Na nośniku elektronicznym (format *.pdf źródłowy z możliwością przeszukiwania oraz *.pdf skan dokumentacji papierowej z podpisami) – 2 kopie
 - W formie źródłowej edytowalnej z pełnym dostępem (pliki typu *.doc, *.xls, *.vsd, *.dwg, *.dgn) – 2 kopie
 - Dla nowoprojektowanych lub modernizowanych instalacji wymagane jest wykonanie dokumentacji w zintegrowanym środowisku projektowym uzgodnionym z użytkownikiem (wymagane przekazanie plików źródłowych oraz bazodanowych z pełnym dostępem edycyjnym)
- Kontraktor musi przygotować i dostarczyć Klientowi dokumentację powykonawczą oznaczoną „as built”.
- Schematy obwodowe muszą być wykonane dla wszystkich obwodów pomiarowych, sygnalizacyjnych oraz dla sygnałów z rozdzielni elektrycznej.
- Przed przystąpieniem do prac projektowych Kontraktor musi zatwierdzić typowe schematy obwodowe u Inwestora.

16.2 Aparatura obiektowa

- Kontraktor musi dostarczyć: kompletną aparaturę obiektową, panele lokalne, analizatory, kable pomiarowe, materiały montażowe, gazy wzorcowe oraz:
 - części zapasowe na okres rozruchu
 - części zapasowe na dwa lata pracy instalacji (tylko wykaz części)
- Wszystkie inicjatory blokadowe i urządzenia wykonawcze w systemie blokad muszą być przed zainstalowaniem sprawdzone i wywzorcowane w warsztacie Inwestora lub innym autoryzowanym przez Inwestora punkcie serwisowym.

16.3 Wyposażenie sterowni i pomieszczenia szaf sterowniczych

- Kontraktor musi dostarczyć kompletne wyposażenie PiA obiektove, kompletne wyposażoną sterownię i pomieszczenie szaf sterowniczych zgodnie z wymaganiami zawartymi w tym opracowaniu oraz:
 - części zapasowe na okres rozruchu
 - części zapasowe na dwa lata pracy instalacji (tylko wykaz części)
- Kontraktor jest odpowiedzialny za konfigurację, implementację połączenia pomiędzy podsystemami, oraz właściwe funkcjonowanie.
- Grafiki użytkowe muszą być wykonane w języku polskim.