

WYMAGANIA TECHNICZNE	Numer kodowy
	PSE-WT.KompensatorSynchroniczny/2025

TYTUŁ:	Wytyczne techniczne dla kompensatora synchronicznego
---------------	---

OPRACOWANO:

DEPARTAMENT STANDARDÓW TECHNICZNYCH

**ZATWIERDZONO
DO STOSOWANIA**

.....

Data i podpis

Konstancin-Jeziorna, maj 2025 r.

Spis treści

1. Wprowadzenie.....	7
2. Wykaz skrótów i definicje.....	7
2.1. Wykaz skrótów i oznaczeń.....	7
2.2. Definicje	8
3. Zakres stosowania niniejszego dokumentu	9
4. Dokumenty powiązane i referencyjne, normy, broszury techniczne	9
4.1. Ogólne	9
4.2. Normy.....	9
4.3. Dokumenty powiązane i broszury	14
5. Warunki środowiskowe.....	15
6. Typ i parametry znamionowe.....	17
6.1. Typ	17
6.2. Parametry	17
7. Wymagania w zakresie niezawodności i dostępności.....	19
7.1. Wymagania ogólne.....	19
7.2. Wymagania w zakresie dostępności i niezawodności.....	19
7.3. Wymagania w zakresie dostępności.....	20
8. Wymagania funkcjonalne.....	21
8.1. Dopuszczalne wahania napięcia – warunki napięciowe	21
8.2. Dopuszczalne wahania częstotliwości – parametry częstotliwościowe.....	21
8.2.1. Zakresy częstotliwości	21
8.2.2. Prędkość zmian częstotliwości.....	22
8.3. Jednoczesne dopuszczalne wahania napięcia i częstotliwości	22
8.4. Praca KS przy obciążeniu niesymetrycznym	22
8.5. Praca w warunkach zwarć symetrycznych i niesymetrycznych.....	23
8.5.1. Praca w warunkach zwarć symetrycznych.....	23
8.5.2. Praca w warunkach zwarć niesymetrycznych	24
8.6. Tryby regulacji	25
8.6.1. Zagadnienia ogólne	25
8.6.2. Tryby regulacji	25

8.7. Jakości energii	26
8.8. Koordynacja izolacji	26
8.9. Stała inercji.....	26
9. Wymagania techniczne	27
9.1. Wymagania techniczne – kompensator synchroniczny (maszyna synchroniczna).....	27
9.1.1. Wymagania ogólne.....	27
9.1.2. Korpus stojana - wymagania dotyczące obsługi, transportu i dostępu	27
9.1.3. Rdzeń stojana	28
9.1.4. Uzwojenie stojana	28
9.1.5. Połączenie uzwojenia stojana i przepusty	29
9.1.6. Wirnik.....	29
9.1.7. Uzwojenie wirnika	29
9.1.8. Pierścienie i kołpaki wirnika	29
9.1.9. Łożyska	30
9.1.10. Układ smarowania.....	30
9.1.11. Uziemienie wirnika i czujniki napięcia wału	31
9.2. Urządzenia pomiarowe – kompensator synchroniczny.....	31
9.2.1. Rezystancyjne czujniki temperatury (RTD).....	31
9.2.2. Pomiar i monitorowanie temperatury uzwojenia wirnika	32
9.2.3. System monitorowania strumienia wirnika.....	32
9.2.4. System chłodzenia olejem.....	32
9.2.5. Czujniki prędkości.....	32
9.2.6. Pomiar drgań łożysk i wałów	32
9.3. Wymagania techniczne – układ wzbudzenia	32
9.3.1. Wymagania ogólne.....	32
9.3.2. Charakterystyki	33
9.3.3. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa w razie awarii.....	33
9.3.4. Kryteria projektowania i wymiarowania.....	33
9.3.5. Regulator napięcia.....	34
9.4. Cechy układu wzbudzenia – statyczny układ wzbudzenia.....	35
9.4.1. Wymagania ogólne.....	35
9.4.2. Transformator prostownika	35

9.4.3. Tyristorowy przekształtnik mocy	36
9.4.4. Obwód wyzwania bramki.....	36
9.4.5. Transformator impulsowy	36
9.4.6. Wzbudzenie początkowe.....	36
9.4.7. Aparatura układu wzbudzenia.....	37
9.5. Cechy bezszotkowego układu wzbudzenia	38
9.5.1. Wymagania ogólne.....	38
9.5.2. Pilotka (pilotujący układ wzbudzenia).....	38
9.5.3. Zespół przekształtnika.....	38
9.5.4. Bezszotkowy wzbudnik główny	38
9.5.5. Zespół prostownika obrotowego	39
9.5.6. Aparatura układu wzbudzenia.....	39
9.5.7. Urządzenia pomiarowe i zabezpieczenia	39
9.6. Wymagania techniczne – układ rozruchowy	40
9.6.1. Wymagania ogólne.....	40
9.6.2. Statyczna przetwornica częstotliwości.....	40
9.6.3. Obwód mocy systemu rozruchowego	41
9.6.4. Silnik rozruchowy (ang. pony motor)	41
9.7. Wymagania techniczne – uziemienie punktu neutralnego	42
9.8. Wymagania techniczne – system chłodzenia	42
9.8.1. Wymagania ogólne.....	42
9.8.2. Cechy układu chłodzenia	42
9.8.3. Wymagania projektowe.....	43
9.8.4. Testy fabryczne	44
9.8.5. System monitoringu	44
9.9. Wymagania techniczne – transformator podwyższający napięcie	44
9.9.1. Transformator blokowy.....	44
9.9.2. Transformator potrzeb własnych.....	45
9.10. Wymagania techniczne – rozdzielnia.....	45
9.10.1. Rozdzielnia potrzeb własnych.....	45
9.10.2. Wyłącznik generatorowy.....	52
9.10.3. Szynoprzewody w izolacji powietrznej.....	52

9.11. Koło zamachowe	53
9.12. Wymagania w zakresie hałasu	54
10. Wytyczne dla układów zabezpieczeń.....	54
10.1. Wymagania ogólne.....	54
10.2. Charakterystyka zabezpieczeń	55
10.2.1. Technologia zabezpieczeń.....	55
10.2.2. Organizacja urządzeń zabezpieczających	55
10.2.4. Zabezpieczenie obwodów	55
10.2.5. Urządzenia zabezpieczające – Wymagania ogólne.....	56
10.2.7. Zabezpieczenie nadprądowe	56
10.2.8. Zabezpieczenie podnapięciowe.....	57
10.2.9. Bezpieczniki	57
10.2.10. Zabezpieczenie silnika	57
10.2.11. Urządzenia energoelektroniczne	57
10.2.13. Praca z uszkodzoną komunikacją.....	58
10.3. Rodzaje zabezpieczeń KS	58
11. Wytyczne dla układów sterowania i monitorowania	62
11.1. Wymagania ogólne.....	62
11.2. Wymagania dla układu sterowania i monitorowania	63
11.2.1. Struktura systemu SCADA (SSIN).....	65
11.2.2. Sterowanie i monitorowanie KS	65
11.2.3. Interfejs HMI (UZDA)	65
11.2.4. Rejestracja zdarzeń i zakłóceń	67
11.3. Funkcje blokowania, synchronizacji, statusu.....	67
11.3.1. Funkcja blokowania	67
11.3.2. Funkcja synchronizacji.....	67
11.3.3. Funkcja statusu.....	68
11.4. Cyberbezpieczeństwo.....	68
12. Tabele danych gwarantowanych	68
13. Wymagania dotyczące prób i testów.....	71
13.1. Testy typu kompensatora synchronicznego	71
13.2. Testy typu statycznego układu wzbudzenia	72

14. Wytyczne dla układów ochronnych	72
14.1. Ochrona od bezpośrednich uderzeń pioruna	72
14.2 Ochrona przed przepięciami.....	73
15. Wytyczne do analiz	73
15.1. Badania projektowe i przedprodukcyjne.....	73
15.2. Badania stanów statycznych i dynamicznych	73
15.3. Badania układów sterowania i zabezpieczeń	73
15.4. Inne badania	74
15.5. Modele symulacyjne	74
16. Budynek	74

1. Wprowadzenie

Niniejsze wymagania techniczne dotyczą kompensatorów synchronicznych (KS) i jego elementów składowych przeznaczonych do pracy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Głównymi elementami kompensatora synchronicznego są: generator synchroniczny, transformator podwyższający napięcie, statyczny/bezszczotkowy układ wzbudzenia, układ rozruchowy (silnik pony, statyczna przetwornica częstotliwości), szynoprzewody w izolacji powietrznej, układy zabezpieczeń i sterowania, transformator potrzeb własnych, rozdzielnia potrzeb własnych wyłącznik generatorowy, opcjonalny układ chłodzenia zewnętrznego, opcjonalne koło zamachowe.

2. Wykaz skrótów i definicje

2.1. Wykaz skrótów i oznaczeń

Stosowane skróty, oznaczenia i ich objaśnienia podano w Tabeli 2.1.

Tabela 2.1. Skróty, oznaczenia i ich objaśnienia

Skrót	Objaśnienie
AC	Prąd przemienny
AAFO	Roczna dostępność dla wymuszonych (awaryjnych) przerw w pracy
AASO	Roczna dostępność dla planowanych przerw w pracy
ARN	Automatyczna regulacja napięcia
CB	Wyłącznik
CT	Przekładnik prądowy
DC	Prąd stały
DNP	Protokół sieci rozproszonej
FACTS	Flexible AC Transmission Systems – Elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego
FAT	Fabryczny Test Odbiorowy
FRT	Fault Ride Through
GIS	Rozdzielnicza GIS
GS	Generator synchroniczny
HMI	Interfejs (panel) człowiek -maszyna
SSiN	System sterowania i nadzoru
KS	Kompensator synchroniczny
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
MCR	Maksymalne znamionowe obciążenie
MTBF	Średni czas pomiędzy awariami (Mean time between failures)
NN	Najwyższe napięcie
nn	Niskie napięcie
nn AC	Niskie napięcie prądu przemiennego
nn DC	Niskie napięcie prądu stałego
NTP	Protokół czasu sieciowego
PMG	Generator z magnesami trwałymi

Skrót	Objaśnienie
PCC	Punkt przyłączenia
PSS	Moduł stabilizatora systemowego
RoCoF	Rate of Change of Frequency - szybkości zmian częstotliwości w czasie
RTD	Rezystancyjnych czujników temperatury
RTU	Terminal zdalny
SAT	Test odbiorowy na terenie budowy
SCADA	System informatyczny nadzoru procesu technologicznego
SFC	Static Frequency Converter - Statyczna przetwornica częstotliwości
SWC	Surge withstand capability (odporność na przebiecia)
THF	Total harmonic factor - całkowity współczynnik odkształcenia harmonicznego
U_n	Napięcie znamionowe
UZDA	Układ zdalnego dostępu do urządzeń automatyki stacji
WG	Wyłącznik generatorowy
WN	Wysokie napięcie
VLAN	Wirtualna sieć lokalna
VPI	Impregnacja próżniowo-ciśnieniowa
VPN	Wirtualna sieć prywatna
VT	Przekładnik napięciowy
WAN	Rozległa sieć komputerowa

2.2. Definicje

Kompensator synchroniczny jest to generator pracujący bez źródła napędu. Wytwarzanie lub pobór mocy biernej jest osiągany poprzez regulację prądu wzbudzenia.

Napięcie znamionowe - Wartość napięcia, przy którym producent przewidział pracę danego urządzenia.

Stabilizator systemowy (PSS) - Człon regulatora napięcia generatora wprowadzający dodatkowy sygnał poprawiający tłumienie ruchu wirnika. Urządzenie do poprawy stabilności.

System elektroenergetyczny - Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami.

Przeplot Roebela – stosowany w maszynach wirujących do ograniczenia prądu cyrkulacyjnego między przewodami elementarnymi. Wówczas każdy z elementarnych prętów zajmuje w żłobku średnio identyczne położenie powodując, że siła elektromotoryczna indukowana przez strumień rozproszony w pętli utworzonej z dwóch dowolnych przewodów elementarnych zostaje skompensowana lub w znacznym stopniu ograniczona.

Babbitt – stop łożyskowy z zawartością cyny, antymonu, miedzi i ołowiu. Stop ten jest używany na silnie obciążonych panewkach łożysk ślizgowych.

Próba odbiorowa – proces prac testowych, kontrolnych i badawczych wykonywanych w celu sprawdzenia spełnienia wymagań dla zakresu prac, specyfikacji, funkcji, możliwości,

sprawności i kompletności. Próbę odbiorową można przeprowadzić w zakładzie producenta (FAT) oraz na terenie budowy (HAT i SAT).

Układ wzbudzenia - układ służący do wytworzenia prądu magnesującego modułu wytwarzania energii.

3. Zakres stosowania niniejszego dokumentu

Celem niniejszego dokumentu jest przedstawienie wymagań technicznych, które należy uwzględnić przy projektowaniu i budowie typowego KS, a które należy zastosować w sieci przesyłowej PSE S.A.

Niniejszy dokument zawiera podstawowe wytyczne funkcjonalne i techniczne KS, które będą wspomagać zapewnienie stabilności w stanach przejściowych w danym punkcie sieci przesyłowej.

4. Dokumenty powiązane i referencyjne, normy, broszury techniczne

4.1. Ogólne

O ile w specyfikacji funkcjonalnej nie określono inaczej, materiały muszą być projektowane, produkowane, testowane i instalowane zgodnie z odpowiednimi normami IEC i/lub EN. W przypadku dostępności, należy stosować polską adaptację norm europejskich, uwzględniając wszelkie krajowe aspekty normatywne.

Jeżeli nie została wydana norma IEC lub EN dla danego tematu, należy stosować normę międzynarodową. We wszystkich przypadkach należy stosować najnowsze wydania i poprawki. Urządzenia muszą być zgodne z najnowszymi wydaniami międzynarodowych norm, kodeksów i odniesień normatywnych wskazanych poniżej oraz najnowszymi wydaniami norm, do których się odnoszą.

4.2. Normy

- [1] IEC 60034-1 Rotating Electrical Machines – Part 1: Rating and Performance
- [2] IEC 60034-2 Rotating Electrical Machines – Part 2: Standard methods for determining losses and efficiency from tests (excluding machines for traction vehicles)
- [3] IEC 60034-3 Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines and for synchronous compensators
- [4] PN-EN 61869-1 Transformatory miernikowe – Część 1: Wymagania ogólne
- [5] PN-EN 61869-2 Transformatory miernikowe – Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące przekładników prądowych
- [6] PN-EN 61869-3 Transformatory miernikowe – Część 3: Wymagania dodatkowe dotyczące przekładników napięciowych indukcyjnych
- [7] PN-EN 60071-1 Koordynacja izolacji – Część 1. Definicje, zasady i reguły
- [8] PN-EN 60071-2 Koordynacja izolacji. Część 2 Wytyczne stosowania
- [9] IEC 60085 Electrical Insulation – Thermal evaluation and designation
- [10] IEC 60137 Insulated bushing for alternating voltage above 1000 V

- [11] IEC 60364-5-52 Electrical Installations of Buildings – Part 52: Selection and erection of electrical equipment- Wiring Systems
- [12] IEC 60364-5-54 Electrical Installations of Buildings – Part 54: Selection and erection of electrical equipment- Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors.
- [13] PN-HD 60364 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych (seria)
- [14] PN-EN 62305 Ochrona odgromowa (seria)
- [15] PN-EN 61936-1 Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV – Część 1: Postanowienia ogólne (w systemach elektroenergetycznych wysokiego napięcia)
- [16] PN-EN 50522 Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV (w systemach elektroenergetycznych wysokiego napięcia)
- [17] IEC 60502-1 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m=1.2$ kV) up to 30kV ($U_m =36$ kV) – Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV (1.2 kV) and 3 kV ($U_m = 3.6$ kV)
- [18] IEC 60502-2 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m=1.2$ kV) up to 30kV ($U_m =36$ kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (7.2 kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
- [19] IEC 60870-6-503 Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations -TASE.2 Services and protocol
- [20] IEC 60909-0 Short circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents
- [21] IEC 61850 Communication networks and systems in substations,2003-2004
- [22] IEC 61936-1 Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules
- [23] IEC/IEEE 62271-37-013 High-voltage switchgear and controlgear – Part 37-013: Alternating-current generator circuit-breakers.
- [24] IEC/IEEE 62271-1 High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common Specifications
- [25] IEC/IEEE 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear – Part 100 Alternating current circuit-breakers
- [26] IEC/IEEE 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear – Part 102 Alternating current disconnectors and earthing switches
- [27] IEC/IEEE 62271-200 High-voltage switchgear and controlgear – Part 200 AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
- [28] Seria IEC 61000 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC)
- [29] IEC 61000-3-2 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 3-2: Poziomy dopuszczalne -- Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznym prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika ≤ 16 A)
- [30] IEC 61000-3-12 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 3-12: Poziomy dopuszczalne -- Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznym prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym > 16 A i $<$ lub $= 75$ A przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia

- [31] IEC 60865 Short-circuit currents - Calculation of effects
- [32] IEC 60050-421 International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 421: Power transformers and reactors
- [33] PN-EN 60076-1 Transformatory. Część 1. Wymagania ogólne
- [34] PN-EN 60076-2 Transformatory. Część 2. Przyrosty temperatur dla transformatorów olejowych
- [35] PN-EN 60076-3 Transformatory. Część 3. Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępstwa izolacyjne w powietrzu
- [36] PN-EN 60076-4 Transformatory. Część 4: Przewodnik wykonywania prób udarem piorunowym i udarem łączeniowym - Transformatory i dławiki
- [37] PN-EN 60076-5 Transformatory. Część 5. Wytrzymałość zwarcia
- [38] IEC 60076-7 Power transformers. Part 7. Loading guide for oil - immersed power transformers
- [39] PN-IEC 60076-8 Transformatory. Część 8. Przewodnik stosowania
- [40] PN-EN 60076-10 Transformatory. Część 10. Wyznaczanie poziomów dźwięku
- [41] IEC 60076-11 Transformatory -- Część 11: Transformatory
- [42] PN-EN 60076-18 Transformatory. Część 18. Pomiar odpowiedzi częstotliwościowej.
- [43] PN-EN 60076-19 Transformatory. Część 19: Zasady wyznaczania niepewności przy pomiarach strat w transformatorach i dławikach
- [44] IEC TS 60076-20 Power transformers - Part 20: Energy efficiency
- [45] IEC 62351 Power systems management and associated information exchange – Data and communications security
- [46] ISO 20816-2 Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration — Part 2: Land-based gas turbines, steam turbines and generators in excess of 40 MW, with fluid-film bearings and rated speeds of 1 500 r/min, 1 800 r/min, 3 000 r/min and 3 600 r/min.
- [47] ISO 9606 Qualification Testing of Welders
- [48] ISO 10721-1 Steel Structure, Part 1 – Materials and Design
- [49] IEC 27001: Technika informatyczna – Techniki bezpieczeństwa – Systemy zarządzania bezpieczeństwem informacji – Wymagania.
- [50] IEC 27002: Technika informatyczna – Techniki bezpieczeństwa – Praktyczne zasady zabezpieczania informacji.
- [51] IEC 62443: Bezpieczeństwo sieci i systemów automatyki przemysłowej. Obejmuje ustanawianie programu bezpieczeństwa, ocenę ryzyka, technologie bezpieczeństwa i wymagania dla poziomów bezpieczeństwa.
- [52] IEC 62351: Ochrona danych i bezpieczeństwo komunikacji w systemach elektroenergetycznych. Definiuje profile TCP/IP, MMS oraz mechanizmy uwierzytelniania i szyfrowania dla SCADA i SSiN.
- [53] IEC 61850: Standard opisujący modele oraz komunikację w automatyce systemów elektroenergetycznych.
- [54] IEC 60870-5 i IEC 60870-6: Protokoły transmisji danych dla telemechaniki i systemów nadzoru.

- [55] DNP3 (IEEE 1815): Protokół dla rozproszonych systemów telemechaniki, rozwinięty w zgodzie z wymogami bezpieczeństwa IEC 62351.
- [56] ISO 31000: Zarządzanie ryzykiem – Zasady i wytyczne, szczególnie w kontekście cyberbezpieczeństwa w krytycznej infrastrukturze.
- [57] NIST Cybersecurity Framework: Ramy bezpieczeństwa cybernetycznego opracowane przez NIST, uwzględniające identyfikację, ochronę, detekcję, reakcję i przywracanie.
- [58] ISO 17640 Non-destructive testing of welds – Ultrasonic testing – Techniques, testing levels and assessment
- [59] EN10250 - 1: “Open Die Steel Forgings for General Engineering Purposes, Part 1 General Requirements”
- [60] ISO 10816-2 Mechanical Vibration – Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts – Part 2 Land Based Steam turbines and Generators in excess of 50 MW with normal operating speeds of 1500 r/min, 1800 r/min, 3000 r/min and 3600 r/min.
- [61] EU 548/2014 of 21 May 2014
- [62] EN 50522 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.
- [63] EN 50588-1 Medium power transformers 50 Hz, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. General requirements
- [64] on Stator Coils, Bars and Windings”
- [65] LST EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
- [66] ISO 10721-1:1997 Steel structures Part 1: Materials and design
- [67] IEC 60269 Bezpieczniki niskonapięciowe
- [68] IEC 60270 Techniki testów wysokonapięciowych - Pomiarы wyładowań niezupełnych
- [69] IEC 60255 Przekazniki elektryczne.
- [70] IEC 60282-1 Bezpieczniki wysokiego napięcia - Część 1: Bezpieczniki ograniczające prąd
- [71] IEC 60129 Odłączniki prądu przemiennego i uziemniki.
- [72] IEC 60947-1 Aparatura rozdzielcza i sterownicza niskonapięciowa - Część 1: Zasady ogólne
- [73] IEC 60265-1 Łączniki wysokonapięciowe - Część 1: Łączniki na napięcie znamionowe powyżej 1kV i
- [74] poniżej 52kV
- [75] IEC 60439Zespoły rozdzielnic i sterownic niskonapięciowych.
- [76] IEC 60529Stopnie ochrony zapewniane przez obudowy (kod IP).
- [77] IEC 62271-1 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza Część 1, Wspólne specyfikacje aparatury rozdzielczej i sterowniczej prądu przemiennego
- [78] IEC 60227 Przewody o izolacji polwinitowej na napięcie znamionowe do 450/750 V włącznie
- [79] IEC 60228 Przewody kabli izolowanych
- [80] PN-EN 61439-6:2013-03 Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe -- Część 6: Systemy przewodów szynowych

- [81] IEC 60255-22-4:2008 Measuring relays and protection equipment - Part 22-4: Electrical disturbance tests - Electrical fast transient/burst immunity test
- [82] EC 68-2-2 Environmental testing for electrical and electronic products Test methods, Tests B: Dry Heat
- [83] IEC-68-2-3 Part 2: Tests - Test Ca: Damp Heat, Steady State, Basic Environmental Testing Procedures
- [84] PN-EN 62305-4 Ochrona odgromowa - Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach
- [85] PN-EN 61643-11 Urządzenia do ograniczania przepięć w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia – Część 1: Wymagania techniczne i metody badań,
- [86] PN-EN 61643-21 Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia – Część 21: Urządzenia do ograniczania przepięć w sieciach telekomunikacyjnych i sygnalizacyjnych – Wymagania eksploatacyjne i metody badań,
- [87] PN-EN 60099-4 Ograniczniki przepięć – Część 4: Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego.
- [88] IEC TS 60815 Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions. Part 1 • 3
- [89] PN-E-04700 Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych. Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych
- [90] PN-EN 60214 Transformatory. Podobciążeniowe przełączniki zaczepów
- [91] PN-EN 60214-1 Przełączniki zaczepów - Część 1: Wymagania i metody badań
- [92] PN-EN 60296 Ciecze stosowane w elektrotechnice - Świeże mineralne oleje elektroizolacyjne do transformatorów i aparatury łączeniowej
- [93] PN-EN 60422 Mineralne oleje elektroizolacyjne w urządzeniach elektrycznych - Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji
- [94] PN-EN 60567 Urządzenia elektryczne olejowe - Pobieranie próbek gazów oraz analiza gazów wolnych i rozpuszczonych - Wytyczne
- [95] PN-EN 60599 Urządzenia elektryczne napełnione olejem mineralnym w eksploatacji - Zalecenia dotyczące interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych
- [96] PN-EN 61181 Urządzenia elektryczne z olejem mineralnym - Zastosowanie analizy gazów rozpuszczonych w oleju (DGA) przy próbach fabrycznych urządzeń elektrycznych
- [97] PN-EN 62535 Ciecze elektroizolacyjne - Metoda wykrywania siarki potencjalnie korozyjnej w świeżych i używanych olejach elektroizolacyjnych
- [98] PN-IEC 60354 Przewodnik obciążania transformatorów olejowych.
- [99] IEC 60721-2-6 Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Earthquake vibration and shock.
- [100] ISO 20816-2:2017 Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration Part 2: Land-based gas turbines, steam turbines and generators in excess of 40 MW, with fluid-film bearings and rated speeds of 1 500 r/min, 1 800 r/min, 3 000 r/min and 3 600 r/min
- [101] ISO 7919 series Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts

- [102] PN-EN IEC 60034-14:2019 Maszyny elektryczne wirujące -- Część 14: Drgania mechaniczne określonych maszyn o wzniosach osi wału 56 mm i większych -- Pomiar, ocena i wartości graniczne intensywności drgań
- [103] PN-EN IEC 60751:2022-11 - Platynowe czujniki przemysłowych termometrów rezystancyjnych i platynowe czujniki temperatury

4.3. Dokumenty powiązane i broszury

- [1] DRAGOS INC.: Analiza zagrożenia dla pracy sieci elektrycznej.
- [2] E – ISAC – SANS: Analiza cyberataku na ukraińską sieć energetyczną.
- [3] Wytyczne dotyczące bezpieczeństwa cybernetycznego PRS dla armatorów: Zawierają wytyczne implementacyjne dla armatorów w zakresie zarządzania cyberbezpieczeństwem na statkach.
- [4] BIMCO, CLIA, ICS: Wytyczne dotyczące bezpieczeństwa cybernetycznego na statkach, w tym zarządzania ryzykiem w środowisku morskim.
- [5] Normy komunikacyjne IEC 61850 i IEC 62351: Zapewnienie bezpieczeństwa wymiany danych w systemach elektroenergetycznych poprzez wdrożenie szyfrowania i autoryzacji.
- [6] Deloitte: Analiza podatności i podsłuchu danych z kabli światłowodowych oraz rekomendacje zabezpieczeń.
- [7] DNVGL-RP-0496: Wytyczne zarządzania cyberbezpieczeństwem statków oraz platform morskich podczas eksploatacji.
- [8] IT-Grundschutz: Niemieckie wytyczne dotyczące podstawowych zabezpieczeń IT, katalogi implementacji i oceny ryzyka.
- [9] CIGRE TB 885: Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators, listopad 2022
- [10] IEEE1799 IEEE Recommended Practice for Quality Control Testing of External Discharges on Stator Coils, Bars and Windings
- [11] IEEE Std 1686 “IEEE Standards for Intelligent Electronic Devices Cyber Security Capabilities”
- [12] IEEE Std 1799 “IEEE Recommended Practice for Quality Control Testing of External Discharges
- [13] CIGRE TB 851: Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of networks, October 2021
- [14] IEEE C37.18-1979 IEEE Standard Enclosed Field Discharge Circuit Breakers for Rotating Electric Machinery
- [15] IEEE C37.90.1-2012 IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus
- [16] PSE–WT.WTDUSMFW/2021 Wymagania techniczne dla urządzeń stacyjnych wprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych
- [17] PSE–WT.WTMST/2021 Wytyczne techniczne dla morskiej stacji transformatorowej
- [18] PSE-ST.Ochrona od przepięć i koordynacja izolacji / 2020 Zasady ochrony od przepięć i koordynacja izolacji linii i stacji elektroenergetycznych PSE S.A.

- [19] IEEE Std 1686™-2022 IEEE Standard for Intelligent Electronic Devices Cybersecurity Capabilities
- [20] Standard budowy systemu sterowania i nadzoru (SSIN) w stacjach elektroenergetycznych, PSE-ST.SSIN.PL/2022v1,
- [21] Systemy telekomunikacyjne obiektów stacyjnych PSE S.A., PSE-SF.TELE_2022,
- [22] Standard architektury sieci IP na stacjach elektroenergetycznych PSE SA, PSE-SF.TELE_LAN_IP_SE / 2020,
- [23] Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i układy z nią współpracujące, stosowane na stacjach elektroenergetycznych WN i NN, PSE-ST.EAZ.NN.WN/2021.

5. Warunki środowiskowe

Kompensator synchroniczny łącznie ze wszystkimi urządzeniami i wyposażeniem pomocniczymi powinien być przystosowany do pracy w warunkach klimatycznych i środowiskowych przewidywanych w miejscu zainstalowania. Należy uwzględnić normy wyrobu urządzeń.

Wszystkie urządzenia będą wytrzymywać warunki pracy panujące w danym miejscu montażu przez okres co najmniej 40 lat.

Warunki pracy są określone parametrami wskazanymi w Tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Warunki środowiskowe

Opis	Warunki środowiskowe napowietrzne klasy -30÷40°C	Warunki środowiskowe wewnętrzne klasy -25°C	Warunki środowiskowe wewnętrzne klasy -5°C
1. Maksymalna temperatura otoczenia	+40°C	+40°C	+40°C
2. Średnia temperatura otoczenia mierzona w okresie 24 h nie przekracza	+35°C	+35°C	+35°C
3. Minimalna temperatura otoczenia	-30°C / *-40°C	-25°C	-5°C
4. Wysokość nad poziomem morza	≤ 1000 m	≤ 1000 m	≤ 1000 m
5. Ciśnienie atmosferyczne	860 – 1060 hPa	860 – 1060 hPa	860 – 1060 hPa
6. Poziom zabrudzenia	d (III) – silny; **e (IV) – bardzo silny	nd.	nd.
7. Grubość warstwy lodu***	10 mm *20 mm	nd.	nd.

8. Prędkość wiatru nie przekracza	34 m/s	nd.	nd.
9. Parcie wiatru na powierzchniach cylindrycznych	700 Pa	nd.	nd.
10. Poziom izokerauniczny	27 dni/rok	nd.	nd.
11. Zanieczyszczenie powietrza dwutlenkiem siarki	32 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	nd.	nd.
12. Aktywność sejsmiczna	$\leq 0,2$ g	$\leq 0,2$ g	$\leq 0,2$ g
13. Wysokość nad poziomem morza	≤ 1000 m	≤ 1000 m	≤ 1000 m
14. Średnia wartość wilgotności względnej mierzona w ciągu 24 h nie przekracza	nd.	$\leq 95\%$	$\leq 95\%$
15. Średnia wartość wilgotności względnej mierzona w ciągu miesiąca	nd.	$\leq 90\%$	$\leq 90\%$
16. Średnia wartość ciśnienia pary wodnej mierzona w ciągu 24 h	nd.	$\leq 2,2$ kPa	$\leq 2,2$ kPa
17. Średnia wartość ciśnienia pary wodnej mierzona w ciągu miesiąca	nd.	$\leq 1,8$ kPa	$\leq 1,8$ kPa

Uwagi:

*Dopuszcza się niższą temperaturę otoczenia (-40°C) na terenach kraju gdzie takie temperatury mogą występować (np. w Polsce północno-wschodniej)

** Dopuszcza się wyższy poziom zanieczyszczenia (e odpowiada IV strefie zanieczyszczeniowej) na stacjach gdzie takie warunki występują

*** Dopuszcza się grubszą warstwę lodu (20 mm) na terenach kraju, gdzie takie narażenia mogą występować (np. duża wilgotność, częste mgły, itp.)

6. Typ i parametry znamionowe

6.1. Typ

Generalnie struktura kompensatora synchronicznego jest taka sama jak generatora synchronicznego. Przykładowe podziały KS kształtują się następująco:

- 1) pochodzenie urządzenia:
 - nowe urządzenia
 - retrofit – powstałe z przekształcenia istniejących bloków wytwórczych
- 2) znamionowa moc bierna:
 - małe – do 100 Mvar,
 - średnie – 100 ÷ 200 Mvar
 - duże – powyżej 200 Mvar
- 3) liczba biegunów w generatorze:
 - 2 bieguny
 - 4 bieguny i więcej
- 4) zastosowany rodzaj chłodzenia:
 - powietrze
 - woda
 - wodór¹
- 5) metodę rozruchu:
 - przekształtnik częstotliwości
 - silnik rozruchowy
- 6) opcje konfiguracji:
 - pojedyncza jednostka
 - rozwiązania modułowe – składające się z kilku standardowych modułów
- 7) użytkownika końcowego
 - operator sieci - przedsiębiorstwo energetyczne
 - zakład przemysłowy.

6.2. Parametry

KS musi być w stanie dostarczyć określoną maksymalną wartość mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej przy napięciu znamionowym i częstotliwości znamionowej na wyjściu KS, a także dla określonego zakresu zmian napięcia, częstotliwości oraz jednoczesnych zmian napięcia i częstotliwości.

Należy zapewnić, że podczas poboru lub produkcji mocy biernej, dla określonej temperatury wody chłodzącej żadna izolowana część KS nie osiągnie temperatury przekraczającej limity temperaturowe określone dla izolacji klasy termicznej 130 (B) zgodnie z normą IEC-60034.

W projekcie urządzenia należy przyjmować, że wzrost temperatury maszyny będzie o jedną klasę termiczną niższy niż w przypadku izolacji

Główne parametry znamionowe KS przedstawiono w Tabeli 6.1.

¹ Rozwiązanie nie omawiane w ramach wymagań.

Tabela 6.1. Główne parametry znamionowe kompensatora synchronicznego

Parametr	Wartość
maksymalna moc bierna indukcyjna *)	zostanie określona przez PSE S.A. jako wartość z szeregu: 100 Mvar, 150 Mvar, 200 Mvar, 250 Mvar, 300 Mvar, 350 Mvar, 400 Mvar.
maksymalna moc bierna pojemnościowa	Nie mniej niż 50% maksymalna moc bierna indukcyjna
moment bezwładności wirnika (sam KS)	**) $\text{kg}\cdot\text{m}^2$
stała inercji (bezwładności) H (sam KS)	do 2,5 s (MWs/MVA)
napięcie znamionowe	do 20 kV
energia kinetyczna wirnika przy prędkości znamionowej (sam KS)	**) MW·s lub MJ
znamionowa prędkość obrotowa	3000 obr/s ***)
rodzaj chłodzenia	powietrze, woda
poziom emisji hałasu	≤ 85 dB
wibracje	$\leq 2,5$ mm/s
rodzaj rozruchu	statycznego przemiennika częstotliwości, silnik pony
moc zwarciova	do 4000 MVA****)

Uwagi:

*) znamionowa moc pozorna KS uwzględnia również straty mocy czynnej

**) zależnie od projektu

***) dla jednej pary biegunów

****) typowo do 3-5 krotności mocy znamionowej

7. Wymagania w zakresie niezawodności i dostępności

7.1. Wymagania ogólne

Prawidłowe działanie KS ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Dlatego wysoka dostępność i niezawodność KS są niezwykle ważne. Niezawodność KS należy rozpatrywać łącznie z niezawodnością układów i urządzeń pomocniczych stanowiących elementy składowe KS. Kompensator synchroniczny powinien spełniać następujące cele w zakresie niezawodności i dostępności:

1. Działanie każdego kompensatora synchronicznego i urządzeń pomocniczych powinno być niezależne, tak aby awaria jednego urządzenia pomocniczego nie powodowała awarii innych urządzeń.
2. Konstrukcje zastosowanych urządzeń powinny być odporne na awarie i samokontrolujące z sygnalizacją lokalną i zdalną.
3. Rutynowe czynności konserwacyjne (takie jak wymiana filtrów w układzie chłodzenia) powinny być możliwe do przeprowadzenia bez postojów awaryjnych w pracy KS.
4. Roczna liczba wymuszonych wyłączeń KS powinna być mniejsza lub równa 1/rok. Wymuszona niedostępność każdego układu pomocniczego obejmuje systemy sterowania i systemy pomocnicze, które mogą mieć wpływ na działanie kompensatora synchronicznego.
5. Rozmieszczenie urządzeń składowych KS powinno zapewniać dostęp do wszystkich podzespołów podlegających kontroli i regulacji bez konieczności demontażu innych podzespołów.
6. Ogólny układ urządzeń KS musi być taki, aby demontaż pojedynczego elementu, takiego jak pompa lub rura, można było łatwo wykonać bez konieczności usuwania żadnego innego elementu. Musi być przewidziana wolna przestrzeń i miejsce (we wszystkich kierunkach) do podnoszenia, zmiany, demontażu ciężkiego sprzętu (o dużych rozmiarach). Należy przewidzieć miejsca podwieszania do podnoszenia i demontażu ciężkiego sprzętu. W budynku, w którym jest zainstalowany kompensator należy przewidzieć wolne miejsce na wirnik i koło zamachowe KS, po ich wyjęciu w celu konserwacji.

W przypadku planowanych wyłączeń związanych z pracami remontowymi KS powinien spełniać następujące wymagania:

1. Liczba koniecznych wyłączeń do celów remontowych nie powinna być większa niż 1/rok.
2. Program prac konserwacyjnych w ramach przeglądu normalnego (obowiązkowego) powinien zmieścić się w okresie kolejnych trzech dni.
3. Czynności związane z konserwacją urządzeń pomocniczych powinny być możliwe bez konieczności wyłączania całego obiektu.
4. Remont generalny KS nie powinien być wymagany częściej niż raz na 12 lat.

7.2. Wymagania w zakresie dostępności i niezawodności

W przeciwieństwie do konwencjonalnych generatorów synchronicznych, kompensator synchroniczny nie bierze udziału w wytwarzaniu mocy czynnej i regulacji częstotliwościowej w systemie elektroenergetycznym. Stąd oczekuje się mniejszej liczby awarii mechanicznych

związanych z układem napędowym. Oczekuje się, że kompensator synchroniczny będzie miał dłuższy cykl konserwacji i wyższy współczynnik dostępności niż konwencjonalne generatory synchroniczne.

Kompensator synchroniczny powinien zagwarantować następujące minimalne wskaźniki w zakresie dostępności i niezawodności:

1. Roczna dostępność dla wymuszonych (awaryjnych) przerw w pracy kompensatora synchronicznego i powiązanych urządzeń będzie wynosić co najmniej 98,5% w dowolnym dwunastomiesięcznym okresie, gdzie roczna dostępność dla wymuszonych (awaryjnych) przerw (ang. Annual Availability for Forced Outages) jest definiowana jako:

$$[1-\Sigma(\text{czas trwania wymuszonych przerw [godz.]/8760})]*100\%$$

2. Roczna dostępność dla planowanych przerw w pracy kompensatora synchronicznego i powiązanych urządzeń będzie wynosić co najmniej 99% w dowolnym dwunastoletnim okresie, gdzie roczna dostępność dla planowanych przerw (ang. Annual Availability for Scheduled Outages) jest definiowana jako:

$$[1-\Sigma(\text{czas trwania planowych przerw [godz.]/8760})]*100\%$$

3. Liczba wymuszonych (awaryjnych) przerw powinna być mniejsza niż 1 w dowolnym dwunastomiesięcznym okresie, a w pierwszych 6 miesiącach eksploatacji nie będzie większa niż 2.

Niezawodność rozruchu kompensatora synchronicznego nie powinna różnić się od niezawodności rozruchu konwencjonalnych generatorów. Niezawodność rozruchu KS powinna być nie mniejsza niż 98% w dowolnym dwunastoletnim okresie, co oznacza, że mogą wystąpić dwa nieudane rozruchy na 100 prób.

7.3. Wymagania w zakresie dostępności

Kompensator synchroniczny powinien być zaprojektowany w taki sposób, aby cały sprzęt mógł być bezpiecznie konserwowany i naprawiany przy działającej sąsiedniej instalacji. Wszystkie odpowiednie systemy redundantne powinny umożliwiać konserwację i naprawę jednego systemu przy jednoczesnej pracy drugiego systemu. Układ powinien być zaprojektowany w taki sposób, aby możliwy był dostęp i demontaż dowolnej instalacji i materiału bez odłączania innych instalacji i materiałów.

8. Wymagania funkcjonalne

8.1. Dopuszczalne wahania napięcia – warunki napięciowe

Minimalne czasy, w trakcie którego KS musi mieć zdolność do pracy przy napięciach odbiegających od napięcia referencyjnego 1 pu w punkcie przyłączenia, bez odłączenia od sieci wynoszą:

Tabela 8.1. Warunki napięciowe dla napięcia bazowego od 110 kV do 300 kV

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,118 pu	nieograniczony
1,118 pu – 1,15 pu	60 minut

Tabela 8.2. Warunki napięciowe dla napięcia bazowego od 300 kV do 400 kV

Zakres napięcia	Czas pracy
0,85 pu – 0,90 pu	60 minut
0,90 pu – 1,05 pu	nieograniczony
1,05 pu – 1,10 pu	60 minut

8.2. Dopuszczalne wahania częstotliwości – parametry częstotliwościowe

8.2.1. Zakresy częstotliwości

Minimalne czasy, w trakcie którego KS musi mieć zdolność do pracy przy różnych częstotliwościach, odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci wynoszą:

Tabela 8.3. Warunki częstotliwościowe

Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,5 Hz–48,5 Hz	30 minut
48,5 Hz–49,0 Hz	30 minut
49,0 Hz–51,0 Hz	nieograniczony
51,0 Hz–51,5 Hz	30 minut

8.2.2. Prędkość zmian częstotliwości

Wymagana jest zdolność KS do pozostania w pracy przy prędkościach zmian częstotliwości nie większych niż:

$$|df_{\max}/dt| = 2,0 \text{ [Hz/s]}$$

gdzie wartość ta mierzona byłaby jako wartość średnia w przesuwym oknie pomiarowym o długości 500 ms.

8.3. Jednoczesne dopuszczalne wahania napięcia i częstotliwości

W przypadku wystąpienia jednoczesnego przepięcia i spadku częstotliwości lub jednoczesnego przepięcia i wzrostu częstotliwości wymagany czas pracy będzie czasem krótszym, wynikającym rozdzielnie z wymagań częstotliwościowych i napięciowych (opisanych w sekcji 8.1 oraz 8.2).

8.4. Praca KS przy obciążeniu niesymetrycznym

Praca KS przy obciążeniu niesymetrycznym, powinna spełniać wymagania zawarte w normie IEC 60034-1.

Tabela 8.4. Dopuszczalne warunki pracy kompensatora synchronicznego przy obciążeniu niesymetrycznym

Typ maszyny, rodzaj chłodzenia uzwojeń stojana	Maksymalna wartość I_2/I_n
Maszyna z biegunami wydatnymi	
Uzwojenia chłodzone pośrednio	0,10
Uzwojenia stojana i/lub wzbudzenia chłodzone bezpośrednio (chłodzone wewnątrznie)	0,08
Maszyna z biegunami utajonymi	
Uzwojenia chłodzone pośrednio	
Chłodzone powietrzem	0,1
Chłodzone wodorem	0,1
Uzwojenia wirnika chłodzone bezpośrednio (chłodzone wewnątrznie)	
$\leq 350 \text{ MVA}$	0,08
$>350 \text{ MVA}$ i $\leq 900 \text{ MVA}$	$8 - 0,005(S_n - 350)/3 \cdot 10^4$

gdzie: S_n – znamionowa moc pozorna [MVA]

8.5. Praca w warunkach zwarć symetrycznych i niesymetrycznych

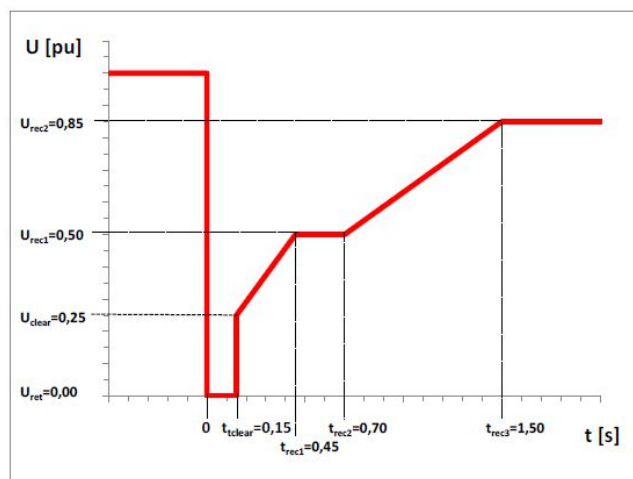
8.5.1. Praca w warunkach zwarć symetrycznych

Kompensator synchroniczny może odłączyć się od sieci podczas zwarcia w przypadku, gdy napięcie międzyfazowe w punkcie przyłączenia obniży się poniżej wymaganego profilu pozostawania w pracy podczas zwarcia, a wartość napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarcie przekroczy wartość określoną w podsekcji 8.1 (dla sieci 110 kV i powyżej).

Kompensator synchroniczny musi spełniać wymogi dotyczące zdolności do pozostania w pracy podczas zwarcia symetrycznego opisane w poniższej Tabeli 8.5 oraz na Rys. 8.1.

Tabela 8.5. Parametry w zakresie zdolności kompensatorów synchronicznych do pozostania w pracy podczas zwarcia symetrycznego

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
U _{ret} :	0,00	t _{clear} :	0,15
U _{clear} :	0,25	t _{rec1} :	0,45
U _{rec1} :	0,50	t _{rec2} :	0,70
U _{rec2} :	0,85	t _{rec3} :	1,50



Rys. 8.1. Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia symetrycznego dla kompensatora synchronicznego

8.5.2. Praca w warunkach zwarć niesymetrycznych

Wymogi dla pozostawiania w pracy podczas zwarć niesymetrycznych odnoszą się do przebiegu napięcia międzyfazowego o najmniejszej amplitudzie.

Kompensator synchroniczny może odłączyć się od sieci podczas zwarcia niesymetrycznego w przypadku, gdy co najmniej jedno z napięć międzyfazowych w punkcie przyłączenia obniży się poniżej krzywej przedstawionej na Rys. 8.1, a wartość napięcia w punkcie przyłączenia bezpośrednio przed zwarcie przekroczy wartość określoną w podsekcji 8.1 (dla sieci 110 kV i powyżej).

Wartość całki Joule'a (I^2t) dotyczącej prądu składowej przeciwnej I_2 musi spełniać wymagania normy IEC 60034-1.

Tabela 8.6. Dopuszczalne warunki pracy kompensatora synchronicznego przy zwarciach niesymetrycznych

Typ maszyny, rodzaj chłodzenia uzwojeń stojana	Maksymalna wartość $(I_2/I_n)^2 \cdot t$
Maszyna z biegunami wydatnymi	
Uzwojenia chłodzone pośrednio	20
Uzwojenia stojana i/lub wzbudzenia chłodzone bezpośrednio (chłodzone wewnątrznie)	15
Maszyna z biegunami utajonymi	
Uzwojenia chłodzone pośrednio	
Chłodzone powietrzem	15
Chłodzone wodorem	10
Uzwojenia wirnika chłodzone bezpośrednio (chłodzone wewnątrznie)	
≤ 350 MVA	8
>350 MVA i ≤ 900 MVA	$8 - 0,00545(S_n - 350)$

gdzie

czas t wyrażony w sekundach

S_n – znamionowa moc pozorna [MVA]

8.6 Tryby regulacji

8.6.1. Zagadnienia ogólne

System sterowania musi koordynować działanie KS w celu zapewnienia odpowiedniej regulacji napięcia wyjściowego. Sterowanie musi być programowalne i mieć wystarczający zakres i elastyczność, aby umożliwić przeprogramowanie zgodnie z przyszłymi zmianami, które będą zachodzić w systemie elektroenergetycznym. System sterowania musi działać w taki sposób, aby w normalnym stanie ustalonym, w tym przy pracy z częściowym obciążeniem, wyjście KS nie wykazywało żadnych stanów przejściowych. Układ sterowania KS musi umożliwiać realizację funkcji PSS (stabilizatora systemowego).

8.6.2. Tryby regulacji

System sterowania KS powinien mieć minimum dwa tryby regulacji (tryb regulacji napięcia, tryb regulacji mocy biernej). Powinna być możliwa zmiana między różnymi trybami, przy minimalnych stanach przejściowych obserwowanych w przypadku mocy biernej wyjściowej. Powinna być możliwa zmiana wszystkich parametrów układu sterowania zarówno lokalnie, jak i zdalnie z systemu SCADA PSE S.A.

a) Tryb regulacji napięcia

Celem tego trybu regulacji jest utrzymanie stałej wartości napięcia. Stąd w tym trybie układ sterowania powinien wykonywać regulację na podstawie uchybu napięcia. Uchyb powinien być wyznaczany jako różnica pomiędzy nastawioną wartością zadaną oraz napięciem górnym transformatora blokowego. Błąd pomiaru i układu przetwornika sygnału uchybu napięcia nie powinny przekraczać 0,2%.

W trybie regulacji napięcia KS musi spełniać wymagania wymienione w sekcji 9 dotyczące szybkości czasu reakcji na skokową zmianę wartości zadanej napięcia.

Funkcja regulacji napięcia musi mieć charakterystykę statyczną, której nachylenie można ustawić w zakresie opadania między 0% a 10% z rozdzielczością 0,25%.

Zmiana napięcia wyjściowego KS, po wprowadzaniu nowej wartości zadanej musi być przeprowadzana automatycznie, ze stałą szybkością. Układ sterowania musi mieć możliwość nastawiania szybkości narastania z rozdzielczością co najmniej 0,5 MVar/s. Tryb regulacji napięcia musi mieć charakterystykę zawierającą martwą strefę, którą można ustawić dla obu kierunków w zakresie napięcia od 0% do 10%, z rozdzielczością 0,25%.

b) Tryb regulacji mocy biernej

Celem tego trybu regulacji jest utrzymanie stałej wartości mocy biernej. Stąd w tym trybie układ sterowania powinien wykonywać regulację na podstawie uchybu mocy.

Ten tryb regulacji powinien uwzględniać dostępne limity mocy biernej wynikające z dopuszczalnego obszaru pracy KS.

8.7. Jakości energii

Kompensator synchroniczny musi być zaprojektowany i zainstalowany w taki sposób, aby nie przekraczał maksymalnych dopuszczalnych wymagań w zakresie jakości energii. Zniekształcenie fali sinusoidalnej generowanego przebiegu napięcia musi być ograniczone. Współczynnik THD napięcia wyjściowego KS musi mieścić się w granicach określonych w normie IEC 60034-1 i w napięciu międzyfazowym nie powinien przekraczać 5% (podczas badania przy obwodzie otwartym i przy znamionowej prędkości i napięciu).

8.8. Koordynacja izolacji

Aby określić ryzyko narażenia kompensatora synchronicznego i jego urządzeń składowych na wysokie przebiegi, niezbędna jest szczegółowa analiza. Celem analizy koordynacji izolacji jest określenie niezbędnych poziomów wytrzymałości izolacji dla wszystkich głównych podzespołów kompensatora synchronicznego. Analiza powinna obejmować wszystkie rodzaje przebiegów, tj. (zgodnie ze zwykłą klasyfikacją wg normy IEC 60071-1: przebiegi dorywcze o łagodnym czole (przełączanie), o stromym czole (piorunowe) i bardzo stromym czole (przebiegi związane z działaniem rozłączników i występowaniem stanów awaryjnych GISów). Procedura koordynacji izolacji musi być zgodna z normami IEC 60071-1 i 60071-2. oraz z zasadami opisanymi w standardzie [18].

Zdarzenia, które należy rozważyć w trakcie analizy na potrzeby koordynacji izolacji, obejmują zdarzenia nietypowe nie tylko w samym KS, ale także w otaczającej sieci elektroenergetycznej, w tym, ale nie wyłącznie:

1. Zwarcia szyn, zwarcia symetryczne i niesymetryczne w transformatorze blokowym lub linii, w tym takich, które mogą być likwidowane w cyklu SPZ.
2. Zwarcia szyn dolnego napięcia KS.
3. Zwarcia w maszynie synchronicznej.

Analizy koordynacji izolacji powinna uwzględniać co najmniej następujące czynniki i zjawiska:

1. Synchroniczne i asynchroniczne operacje łączeniowe.
2. Wzrosty napięcia wynikające z charakterystyk roboczych KS dla wszystkich trybów pracy.
3. Wahania napięcia o częstotliwości sieciowej.
4. Zrzut obciążenia mocą bierną zainicjowany przez otwarcie wyłącznika głównego KS połączonego z systemem elektroenergetycznym.
5. Działanie wyłączników.
6. Doziemienia.
7. Zwarcia międzyfazowe.

8.9. Stała inercji

Kompensator synchroniczny, oprócz zdolności regulacyjnych w zakresie napięcia i mocy biernej, jest źródłem dodatkowej inercji w systemie elektroenergetycznym. Odpowiedź KS na występujące stany przejściowe zależy od energii kinetycznej zgromadzonej w wirującej masie. W praktyce mówi się o bezwładności (inercyjnej odpowiedzi) KS, która jest naturalną cechą

wirujących mas (generator), które są synchronicznie przyłączone do systemu elektroenergetycznego.

Wielkością do oceny bezwładności SEE jest stała inercji układu H wyrażana w [s]. Stałą inercji H definiuje się jako stosunek energii kinetycznej mas wirujących układu $(1/2)J\omega_0^2$ do mocy znamionowej S_n [MVA] maszyn wirujących synchronicznie. Stałą w praktyce można obliczyć jako:

$$H=(1/2)J\omega_0^2/S_n \quad (8.1)$$

gdzie:

H - stała bezwładności,

J - momentem bezwładności wirnika kompensatora,

ω_0 - prędkością kątową wirnika w radianach/sekundę,

S_n - moc znamionowa pozorna.

W celu uzyskania dużej bezwładności (dużej stałej inercji) stosowane są koła zamachowe zwiększające masę wirującą (energię kinetyczną).

Kompensator synchroniczny powinien charakteryzować się stałą inercji H równą minimum:

- a) 2 s w przypadku braku koła zamachowego;
- b) 5 s w przypadku wyposażenia w dodatkowe koło zamachowe.

9. Wymagania techniczne

9.1. Wymagania techniczne – kompensator synchroniczny (maszyna synchroniczna)

9.1.1. Wymagania ogólne

Wszystkie elementy składowe kompensatora synchronicznego muszą być tak zaprojektowane, aby uniknąć rezonansu przy dowolnej częstotliwości w zakresie roboczym i ich wielokrotności.

Wszystkie komponenty wymagające przeglądu i konserwacji powinny być zaprojektowane w sposób zapewniający łatwy dostęp i wymianę.

9.1.2. Korpus stojana - wymagania dotyczące obsługi, transportu i dostępu

Należy zapewnić odpowiednią liczbę czopów do obsługi stojana za pomocą dźwigu.

Wymiary korpusu stojana KS muszą mieścić się w maksymalnych dopuszczalnych wymiarach dla transportu kolejowego/drogowego, z uwzględnieniem specjalnych wagonów dostępnych lub przygotowywanych do transportu takich ciężkich i ponadgabarytowych ładunków.

Należy zapewnić dostęp w odpowiednich miejscach z właściwymi uszczelnieniami, aby umożliwić inspekcję tylnej części rdzenia, obszaru końcówek uzwojeń oraz połączeń zaciskowych.

9.1.3. Rdzeń stojana

Rdzeń stojana należy wykonać z blach ze stali krzemowej, walcowanej na zimno, charakteryzującej się wysoką przenikalnością magnetyczną i niskimi stratami, z segmentowym wykrawaniem.

Rdzeń musi być montowany z wykorzystaniem ramy stojana, która powinna być zbudowana z płyt i prętów ze stali miękkiej, w sposób przeplatany oraz wyposażony w elastyczny system podparcia, aby zminimalizować przenoszenie radialnych i stycznych wibracji magnetycznych rdzenia stojana na zewnętrzną ramę, wynikających z obciążenia elektromagnetycznego.

- Cała konstrukcja stalowa powinna być dokładnie zabezpieczona przed korozją.
- Spawane konstrukcje stalowe powinny być zaprojektowane zgodnie z normą ISO 10721-1
- Zmontowany i nawinięty rdzeń stojana w ramie nie może wykazywać żadnych rezonansów w zakresie od 85% do 115% lub od 185% do 215% częstotliwości elektrycznej systemu. Zakresy te są wymagane podczas testów na zimno.

Pakiety końcowe muszą być odpowiednio wzmocnione, aby zminimalizować wibracje magnetyczne spowodowane strumieniem rozproszenia końcowego.

Elementy mocujące muszą być niemagnetyczne i wyposażone w odpowiedni mechanizm blokujący.

Ciśnienie docisku powinno być stosowane równomiernie wokół rdzenia.

9.1.4. Uzwojenie stojana

a) Konfiguracja uzwojenia:

Uzwojenie stojana musi składać się z trzech faz (z 6 zaciskami, w tym 3 zaciskami neutralnymi zwartymi i uziemionymi poza ramą generatora), powinno być dwuwarstwowe, o krótkim skoku, typu prętowego. Dla uzyskania jednakowych warunków magnetycznych pręty elementarne należy tak rozmieścić za pomocą przeplotu Roebela, żeby w każdym z nich indukowała się taka sama siła elektromotoryczna w części żłobkowej.

b) Izolacja uzwojenia:

Izolacja musi być wykonana z epoksydowej żywicy termoutwardzalnej i spełniać wymagania klasy termicznej F (155) lub wyższej. Na uzwojeniu i w żłobkach należy zastosować odpowiednią ochronę półprzewodzącą, aby zapobiec występowaniu wyładowań niezupełnych.

c) Pakowanie żłobków:

W żłobkach stojana należy zastosować sprężyny faliste lub inny sprawdzony system uszczelniania. Wewnątrz szczelin nie mogą znajdować się żadne materiały magnetyczne, takie jak kliny szczelinowe. W przypadku stosowania procesu całkowitej impregnacji próżniowo-ciśnieniowej (VPI) dla uzwojenia stojana, akceptowalne są również standardowe i sprawdzone praktyki oferenta dotyczące mocowania prętów w żłobkach podczas pracy.

9.1.5. Połączenie uzwojenia stojana i przepusty

Uzwojenie powinno być połączone w gwiazdę. Trzy zaciski fazowe i trzy zaciski neutralne wyprowadzone na zewnątrz i nieskutecznie uziemione. W przypadku, gdy uzwojenie stojana jest podwójną gwiazdą, dopuszczalna jest maszyna z sześcioma lub dziewięcioma zaciskami. Wszystkie połączenia zacisków stojana wewnątrz KS powinny być odpowiednio podparte, aby zminimalizować wibracje.

Wystająca część uzwojenia powinna być odpowiednio usztywniona i podparta, aby wytrzymać 3-fazowe zwarcie na jej zaciskach zgodnie z normą IEC-60034, gdy maszyna pracuje przy znamionowej mocy MVA i dopuszczalnym maksymalnym napięciu roboczym.

Przepust należy umieścić w ramie stojana w skrzynce zaciskowej ze stali niemagnetycznej.

Przepust należy wykonać z materiału na bazie porcelany lub epoksydu o właściwościach niehigroskopijnych. Złącze przepustu (zaciski) należy schłodzić za pomocą odpowiedniego układu z medium/systemem chłodzącym przewidzianym dla KS.

e) Złącze zaciskowe: Należy wykonać z miedzi powlekanej srebrem zgodnie ze standardowym i sprawdzonym projektem oferenta, odpowiednio zaprojektowane do wzrostu temperatury o 55 stopni C przy prądzie znamionowym do podłączenia do szynoprzewodu za pomocą elastycznych połączeń.

9.1.6. Wirnik

Wirnik powinien być wykonany z pojedynczej odkuwki ze stali stopowej poddanej obróce cieplnej, zgodnej z normą EN 10250-1.

Wirnik powinien wytrzymać bez żadnych odkształceń siły mechaniczne, które mogą wystąpić podczas trwających 2 minuty obrotów z prędkością 120% prędkości znamionowej w urządzeniu wyważającym.

9.1.7. Uzwojenie wirnika

Przewody cewki powinny być wykonane z twardej miedzi srebrzonej.

Należy zastosować materiał na bazie szkła epoksydowego o klasie izolacji termicznej F (155) lub lepszej.

Uzwojenie wirnika powinno mieć zworki międzybiegunowe, które umożliwiają wzrost osiowy i nie mogą powodować zmęczenia materiału.

9.1.8. Pierścienie i kołpaki wirnika

Kołpaki wirnika (pierścienie zabezpieczające) należy wykonać jako obrabiane maszynowo, z odkuwki z niemagnetycznej stali stopowej o wysokiej wytrzymałości, o specyfikacji materiałowej 18Mn-18Cr, odporne na korozję naprężeniową. Typ pływający skurczony na korpusie wirnika.

Nakrętki blokujące/pierścienie zatraskowe należy umieścić na kołpakach wirnika, wykonane z niemagnetycznej stali stopowej o wysokiej wytrzymałości, aby zapobiec jakimkolwiek ruchom osiowym.

Pierścień centrujący: należy zamontować na końcu kołpaków wirnika, aby je podeprzeć i zapobiec ruchowi uzwojenia wirnika w kierunku osiowym z powodu naprężeń termicznych.

9.1.9. Łożyska

Należy stosować łożyska typu ślizgowego i samopompujące lub przynajmniej wyposażone w nadmiarowe pompy olejowe. Pancerze łożyskowe muszą być wyłożone babbitem na bazie cyny. Babbitt powinien zostać zweryfikowany ultradźwiękowo jako wolny od pustych przestrzeni i mieć pełną przyczepność do metalu nośnego.

Temperatura powierzchni roboczej nie może przekraczać 90°C, mierzona za pomocą wbudowanych rezystancyjnych czujników temperatury (RTD).

Podczas awaryjnego odstawienia łożyska maszyny powinny być zasilane przez układ zasilania olejem do momentu zatrzymania maszyny.

Łożyska powinny wytrzymać określone przekroczenie prędkości o 20%, tj. 120% prędkości znamionowej.

W układzie olejowym powinien znajdować się centralny eliminator mgły olejowej poprzez podciśnienie w układzie, aby zapobiec wydostawaniu się oleju z obudowy łożyska.

Przyrządy pomiarowe łożysk: należy zapewnić redundantne przetworniki/czujniki temperatury metalu łożyska, temperatury oleju spustowego łożyska i drgań łożyska.

Wszystkie łożyska powinny być wyposażone w izolację chroniącą przed prądami płynącymi przez wał. Tam, gdzie jest to wymagane, izolacja łożysk może być pominięta, przy czym co najmniej jedno z łożysk musi być odpowiednio izolowane. Należy uwzględnić pomiar online i gromadzenie danych o napięciu i prądzie wału.

9.1.10. Układ smarowania

Redundantne pompy oleju potrzebne do łożysk powinny być zasilane prądem przemiennym i powinny mieć możliwość automatycznego przełączania na pompę rezerwową zasilaną prądem stałym z akumulatora stacji, o wydajności wystarczającej do pompowania oleju do momentu całkowitego zatrzymania generatora bez hamowania elektrycznego (awaryjnego). Układ oleju smarowego powinien zawierać zbiornik osadowy z podgrzewaniem wystarczającym do doprowadzenia oleju o temperaturze 20°C do temperatury roboczej w ciągu 60 minut i w pełni redundantne chłodzenie wymiennika ciepła woda/olej. Na przewodzie spustowym z generatora do osadnika powinien znajdować się filtr wymienny podczas normalnej pracy. Układ olejowy musi utrzymywać nominalną jakość i temperaturę oleju. Zbiornik powinien mieć pojemność wystarczającą na 10 minut użytkowania oleju.

Dostępna pojemność zasobnika energii (np. akumulatorowego) powinna umożliwić łagodne i uporządkowane wyłączenie układu, przy braku zasilania podstawowego, z pełnej prędkości do zatrzymania, przy czym dostępna, niewykorzystana energia zasobnika powinna wynosić co najmniej 10% na końcu wybiegu.

Wszystkie silniki pomp i wentylatorów powinny mieć obudowę o minimalnym stopniu ochrony IP54 i żywotność łożyska L10 wynoszącą 50000 godzin. Powinna istnieć możliwość

smarowania łożysk pompy, wentylatora i silnika podczas pracy silnika. Projekt systemu powinien przewidywać zawory spustowe i napełniające olejem.

Rury odprowadzające olej powinny być nachylone pod kątem co najmniej 1 do 12 (4,7 stopnia). Woda/płyn chłodzący powinny krążyć w układzie zamkniętym

W celu zmniejszenia tarcia łożysk podczas rozruchu, a także podczas procesu zatrzymywania w celu powolnego obracania, jeśli to konieczne, należy zastosować wysokociśnieniowy układ oleju do podnośników.

9.1.11. Uziemienie wirnika i czujniki napięcia wału

Należy zapewnić monitorowanie izolacji uzwojenia wirnika i napięcia wału za pomocą szczotki, odpowiednio zamontowanej na powierzchni wolnej od oleju.

Szczotki uziemiające należy zapewnić na cokole łożyska po stronie napędowej. Powinna istnieć możliwość zwiększenia nacisku szczotek podczas pracy KS.

9.2. Urządzenia pomiarowe – kompensator synchroniczny

Kompensator synchroniczny powinien być wyposażony przynajmniej w poniższe przyrządy pomiarowe.

9.2.1. Rezystancyjne czujniki temperatury (RTD)

Rezystancyjne czujniki temperatury (RTD) muszą być typu dupleksowego, czteroprzewodowego, 100 omów, platynowe, skalibrowane zgodnie z normą PN-EN IEC 60751:2022-11 lub równoważną i umieszczone w punktach, w których prawdopodobnie wystąpi najwyższa temperatura podczas pracy. Oferent może również zaoferować czujniki RTD z termoparą (TC) lub dupleksem.

W przypadku dostarczenia czujników RTD typu simplex powinno ich być dwa razy więcej w stosunku do liczb podanych poniżej.

Liczba i lokalizacja czujników:

- a) Co najmniej dwanaście czujników, po cztery na fazę, równomiernie rozmieszczonych wzdłuż obwodu stojana i zlokalizowanych w najgorętszych możliwych strefach.
- b) Czujniki do monitorowania temperatury wody w każdym pręcie uzwojenia w przypadku maszyny chłodzonej wodą.
- c) Dwanaście czujników rdzenia stojana, z których sześć powinno być umieszczonych w strefach pakietów końcowych, w których spodziewane są maksymalne temperatury.
- d) Dwa czujniki na sekcję chłodnicy powietrza do pomiaru temperatury powietrza wlotowego i wylotowego.
- e) Dwa czujniki na łożysko do pomiaru temperatury metalu i oleju spustowego. Sondy RTD powinny być elektrycznie odizolowane od łożysk.

Zakończenie czujnika RTD powinno być usytuowane w skrzynce zaciskowej po zgrupowaniu przewodów sygnałowych. Skrzynka zaciskowa powinna znajdować się w łatwo dostępnym miejscu, aby umożliwić konserwację/testowanie urządzeń podczas pracy maszyny. Konstrukcja skrzynki zaciskowej powinna być odporna na kurz i szkodniki (IP54).

Wszystkie powyższe urządzenia do pomiaru temperatury powinny być podłączone do zdalnej stacji.

9.2.2. Pomiar i monitorowanie temperatury uzwojenia wirnika

Należy zapewnić urządzenie do pomiaru i monitorowania średniej temperatury uzwojenia wirnika.

9.2.3. System monitorowania strumienia wirnika

Należy zapewnić na stałe podłączony niezależny czujnik, wraz z niezbędnym wyposażeniem, do wykrywania zwarcia międzyzwojowego w uzwojeniu wzbudzenia. Czujnik powinien być odpowiednio podłączony do panelu sterowania, aby ułatwić uruchomienie alarmu.

9.2.4. System chłodzenia olejem

W układzie chłodzenia olejem należy zapewnić:

- a) Jeden przepływomierz w każdym układzie cieczy, z górnym i dolnym sygnałem granicznym.
- b) Jeden wziernik oleju łożyskowego w każdym wlocie oleju łożyska.

9.2.5. Czujniki prędkości

Należy zapewnić pomiar prędkości za pomocą trzech przyrostowych enkoderów obrotowych na końcu silnika rozruchowego (pony) lub wału maszyny.

9.2.6. Pomiar drgań łożysk i wałów

Należy zainstalować redundantne czujniki zbliżeniowe (oddalone od siebie o 90° w górnej połowie każdego łożyska, w tym silnika rozruchowego (pony), kompensatora i koła zamachowego (jeśli dotyczy), łącznie 4 sondy na łożysko) oraz niezbędne elementy do lokalnego i zdalnego monitorowania amplitud drgań wału. Sondy te powinny dostarczać sygnał do systemu zdalnego.

Należy zainstalować co najmniej dwa akcelerometry (jeden poziomy i jeden pionowy) na łożysko w celu monitorowania drgań obudowy łożyska.

Czujniki zbliżeniowe i akcelerometry powinny być podłączone do pojedynczej pomocniczej skrzynki zaciskowej, która powinna zasilac system monitorowania.

9.3. Wymagania techniczne – układ wzbudzenia

9.3.1. Wymagania ogólne

Kompensator synchroniczny powinien być wyposażony w kompletny statyczny lub bezszczotkowy układ wzbudzenia z układem automatycznej regulacji napięcia (ARN).

Układ wzbudzenia powinien umożliwić:

- a) Regulację ręczną z poziomu panelu sterującego umieszczonego w szafie sterowniczej.
- b) Zdalną automatyczną regulację napięcia lokalnego.
- c) Zdalną regulację napięcia w systemie, współpracę z nadrzędnymi systemami OSP.

Układ regulacji napięcia powinien zawierać moduł stabilizatora systemowego (PSS). Funkcja PSS powinna umożliwiać tłumienie zarówno lokalnych, jak i międzyobszarowych oscylacji

oraz zapewniać pozytywny wpływ na tłumienie oscylacji w zakresie 0,1-2,5 Hz. Logika sterowania ARN i PSS powinna być zaprojektowana tak, aby osiągnąć najlepszą stabilność regulacji napięcia i skuteczność tłumienia.

9.3.2. Charakterystyki

Charakterystyka: Układ wzbudzenia powinien mieć dopasowaną charakterystykę (np. statyzm), odpowiednią do pracy równoległej z innymi maszynami zainstalowanymi w danej stacji elektroenergetycznej.

9.3.3. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa w razie awarii

Różne przekaźniki przełączające i inny sprzęt powiązany z systemem zasilania, z wyjątkiem zasilania sterowania ARN, obwody elektroniczne dowolnego kanału itd., muszą być takie, aby utrata zasilania sterującego nie powodowała przerwy w działaniu układu wzbudzenia.

9.3.4. Kryteria projektowania i wymiarowania

Gdy KS zostanie poddany nagłej utracie oddawanej lub pobieranej mocy biernej bliskiej wartości znamionowej (np. zrzut obciążenia), układ powinien być zdolny do przywrócenia napięcia w granicach 2% nominalnej wartości zadanej w pomijalnie krótkim czasie, tak aby nie inicjować urządzeń zabezpieczających.

Układ wzbudzenia powinien być redundantny. Układ wzbudzenia powinien być wyposażony w dwa w pełni niezależne automatyczne kanały sterowania (100% mocy), z których każdy może działać zarówno w trybie automatycznym, jak i ręcznym. Kanały powinny zawierać niezależne regulatory ARN, przekształtniki mocy i elementy sterujące. Sekcja zasilania może być współdzielona między dwoma kanałami, pod warunkiem, że system zapewnia pełną redundancję funkcjonalną i umożliwia płynne (bezzakłócenkowe) przenoszenie między kanałami w przypadku awarii. Alternatywne konfiguracje sekcji zasilania (np. 3x50%) są dopuszczalne, o ile zapewniona jest niezawodność działania, redundancja i ciągłość wzbudzenia.

Układ wzbudzenia musi mieć zdolność elektryczną i cieplną, do ciągłej pracy przy znamionowej temperaturze otoczenia i przy wzroście temperatury klasy B (wymóg w zakresie klasy temperatury dotyczy wzbudnicy bezszczotkowej), dowolnej wartości prądu wzbudzenia z zakresu od 0 do 110% znamionowego prądu wzbudzenia wymaganego przez kompensator synchroniczny, przy maksymalnej zdolności do ciągłego przewzbudzenia i w pełnym zakresie napięcia ciągłego sieci (np. 0,90 pu – 1,05 pu, dla sieci o napięciu bazowym od 300 kV do 400 kV).

Czas reakcji układu wzbudzenia zgodnie z IEEE 421 A: $< 0,06$ s.

Współczynnik odpowiedzi wzbudzenia: > 2

Pułap napięcia układu wzbudzenia: $> 1,5$ -krotność znamionowego napięcia wzbudzenia (przez co najmniej 20 s).

Kompensator synchroniczny powinien mieć zdolność do bezawaryjnej pracy z prądem stojana i wirnika wynoszącym 150% prądu znamionowego przez 30 sekund, a także 200% prądu znamionowego przez 10 s.

9.3.5. Regulator napięcia

Regulator napięcia: Układ wzbudzenia powinien być zaprojektowany w taki sposób, aby w przypadku jakiegokolwiek usterki transformatora impulsowego obwodu wzbudzenia ARN, elementów prostowniczych w dowolnym kanale itp. układ wzbudzenia był dostępny z pełną wydajnością. Wszystkie elementy prostownicze powinny mieć zabezpieczenie nadnapięciowe i zabezpieczenie przeciwzwarciove.

Układ regulacji powinien posiadać dwa w pełni wyposażone kanały automatyczne. Każdy kanał powinien mieć możliwość bycia głównym lub rezerwowym. Każdy z kanałów może być również wybrany jako ręczny.

Automatyczne regulatory napięcia powinny być typu półprzewodnikowego lub oparte na mikroprocesorze/PLC zgodnie ze standardem producenta i mieć pomijalną strefę martwą.

Sygnaly wejściowe od ARN powinny pochodzić z przekładników prądowych i napięciowych. Znamionowy prąd wtórny przekładnika prądowego 1 A lub 5 A, znamionowe napięcie wtórne przekładnika napięciowego 100 V.

Charakterystyka:

- a) Zakres automatycznej regulacji: +/- 10% napięcia znamionowego we wszystkich trybach regulacji poziomu napięcia pracy KS.
- b) Zakres częstotliwości pracy: Zgodnie ze specyfikacją KS (rozdział 8)
- c) Dokładność utrzymywania napięcia KS: Lepsza niż 0,5% wartości zadanej w całym zakresie pracy urządzenia.
- d) Zakres kompensacji spadku napięcia transformatora: 0 do 15%
- e) Maksymalna zmiana napięcia KS po przełączeniu ARN z trybu automatycznego na ręczny: mniej niż 0,5%.
- f) Zakres sterowania ręcznego: 70% przy braku obciążenia do 110% wzbudzenia przy pełnym obciążeniu.

Właściwości techniczne:

Regulator napięcia powinien zawierać następujące wyposażenie :

- a) Ogranicznik maksymalnego i minimalnego prądu wzbudzenia.
- b) Sterowanie wartością zadaną: Sterowanie półprzewodnikowe lub mikroprocesorowe.
- c) Obwód generowania rampy: Umożliwiający stopniowy wzrost sygnału wartości zadanej podawanego do obwodu w celu uniknięcia nagłego wzrostu napięcia.
- d) Kompensacja spadku napięcia transformatora: Odpowiednie sprzężenie zwrotne proporcjonalne do spadku transformatora w celu kompensacji.
- e) Ogranicznik niedowzbudzenia.
- f) Ogranicznik prądu stojana: Ogranicznik prądu stojana powinien działać natychmiast w zakresie niedowzbudzenia. Opóźnienie czasowe w zakresie przewzbudzenia powinno umożliwiać tymczasowe przeciążenie maszyny.
- g) Ogranicznik prądu wirnika: Regulator powinien działać z opóźnieniem czasowym, tak aby dynamika regulacji nie została naruszona w przypadku awarii.

- h) Ogranicznik napięcia/częstotliwości (V/Hz): Aby ograniczyć stosunek napięcia KS i częstotliwości we wszystkich warunkach pracy do takiej wartości, aby maksymalna gęstość strumienia rdzenia transformatora KS nie przekraczała określonej wartości.
- i) W celu uniknięcia nagłej zmiany napięcia KS, gdy regulacja napięcia jest przenoszona z trybu „Główny” do trybu „Stan gotowości” lub z trybu „Automatyczny” do trybu „Ręczny”, należy zapewnić odpowiedni układ do śledzenia zmian w trybie „Automatyczny”. Należy zapewnić alarm i wizualne wskazanie zmiany z kanału Auto-1 na kanał Auto-2 lub z trybu „Automatyczny” na „Ręczny”.
- j) Automatyczne przełączanie: Powinno być możliwe w przypadku usterki w pracy z kanału Auto-1 na Auto-2 lub odwrotnie.
- k) Automatyczne przełączanie z trybu automatycznego na ręczny: Powinna istnieć możliwość automatycznego przełączenia z trybu „Auto” na „Ręczny” w przypadku zadziałania zabezpieczenia KS.

Warunki pracy oraz działanie ograniczników układu ARN powinny być sygnalizowane na panelu sterowania. Panel lokalnego regulatora musi być kompletny z niezbędną logiką sekwencji okna czołowego, zasilaczami, przyciskami testowymi akceptowania/resetowania, lampkami sygnalizacyjnymi, przełącznikami sterującymi, przełącznikami lokalnymi/zdalnymi, przekaźnikami pomocniczymi i programowalnymi sterownikami logicznymi itp.

9.4. Cechy układu wzbudzenia – statyczny układ wzbudzenia

9.4.1. Wymagania ogólne

Układ wzbudzenia powinien zasadniczo składać się z:

- a) Transformatora prostownika
- b) Szafy regulatora
- c) Szafy przekształtnika tyrystorowego.
- d) Szafy wzbudzenia DC zawierającej wyłącznik obwodu wzbudzenia, zabezpieczenie nadnapięciowe, urządzenie wzbudzenia początkowego).
- e) Kable połączeniowe / szyny zbiorcze między różnymi urządzeniami / panelami systemu.

9.4.2. Transformator prostownika

- a) Transformator powinien być typu: Wnętrzowy, suchy, epoksydowy, 3-fazowy transformator obniżający napięcie z izolacją termiczną klasy F (155) lub lepszą, w komplecie z kołnierzami i końcówkami zaciskowymi do podłączenia do zacisków KS poprzez izolowane szynoprzewody. Transformator powinien być zgodny z normą IEC-60076-11.
- b) Wzrost temperatury: (100 stopni C² powyżej temperatury otoczenia 50 stopni C).
- c) Wytrzymałość zwarciova: Wytrzymuje prąd zwarciovy przez czas równy czasowi odwzbudzenia KS (w trybie ARN / ręcznym).
- d) Obudowa z blachy stalowej.

² przy pomiarze temperatury metodą rezystancyjną

- e) W celu zabezpieczenia należy zapewnić zestaw przekładników prądowych, które mają być umieszczone w obwodzie uzwojenia pierwotnego transformatora prostownika. Jeżeli transformator jest podłączony do rozdzielnicy średniego napięcia wówczas przekładniki mogą być usytuowane w rozdzielnicy. Należy zapewnić pomiar temperatury punktu gorącego w każdym ramieniu transformatora wraz z sygnalizacją oraz stykami alarmowymi i wyzwalającymi.

9.4.3. Tyrystorowy przekształtnik mocy

Przekształtnik powinien być w pełni kontrolowany, trójfazowy, dwupołkowy, ułatwiający szybkie i wysokie osiągi. Odpowiedni do zapewnienia bezawaryjnej pracy w każdych warunkach zwarciovych.

Tyrystory powinny być selektywnie zabezpieczone przed przeciążeniem za pomocą ultraszybkich bezpieczników. Należy również zapewnić odpowiednie wskaźniki świetlne lub komunikaty, alarmy w interfejsie HMI w wskazujące uszkodzony tyrystor.

9.4.4. Obwód wyzwalania bramki

Obwód wyzwalania powinien mieć następujące podstawowe cechy:

- a) Powinien wytwarzać impuls bramki dla każdego tyrystora raz w cyklu.
- b) Powinien być w stanie przesunąć impuls bramki w czasie w zakresie około 150 stopni elektrycznych pod wpływem sygnału z regulatora.
- c) Powinien zapewniać liniową zależność między napięciem wejściowym regulatora a wyjściem prostownika.
- d) Powinien mieć pomijalne opóźnienie czasowe.
- e) Powinien prawidłowo wyzwalać tyrystory w każdych warunkach napięcia wejściowego, spadku lub niesymetrii w połączeniu z wysokimi lub niskimi prądami wzbudzenia.

9.4.5. Transformator impulsowy

Pomiędzy poszczególnymi bramkami równolegle połączonych tyrystorów oraz pomiędzy głównym obwodem prądowym a obwodem sterującym, powinien znajdować się transformator impulsowy. Amplituda napięcia transformatora powinna być zależna od charakterystyki wyzwalania.

9.4.6. Wzbudzenie początkowe

Wzbudzenie początkowe powinno być zasilane z obwodu pomocniczego prądu przemiennego. Odpowiednie filtry prostownicze itp. wymagane do przekształcenia tego zasilania prądem przemiennym na wymagane zasilanie prądem stałym powinny być umieszczone w szafie układu wzbudzenia. Należy zapewnić odpowiednią blokadę zabezpieczającą z żądanym opóźnieniem czasowym, tak aby gdy napięcie na zaciskach prądu przemiennego KS osiągnie poziom wymagany do przejścia przez główny układ prostownika wzbudzenia, obwód wzbudzenia początkowego został wyłączony.

W przypadku, gdy główny układ wzbudzenia nie przejmie kontroli po określonym czasie wzbudzenia początkowego, wyłącznik wzbudzenia powinien zadziałać automatycznie. Powinna zostać włączona sygnalizacja awarii wzbudzenia początkowego/wyłączenia głównego

wyłącznika obwodu wzbudzenia z powodu awarii wzbudzenia początkowego. Wszystkie komponenty układu wzbudzenia początkowego powinny być zwymiarowane na wielkości znamionowe, niezależnie od wymaganego krótkiego czasu pracy, aby zabezpieczyć się przed awarią w przypadku przedłużającego się nieprawidłowego działania.

9.4.7. Aparatura układu wzbudzenia

- a) Wyłącznik obwodu wzbudzenia KS powinien być typu DC, wielobiegunowy, odpowiedni do obsługi z panelu lokalnego, jak również ze stacji zdalnej. Wyłącznik powinien mieć układ gaszenia łuku zarówno dla biegunów głównych, jak i styków rozładowczych. Wyłącznik musi być zaprojektowany do przewodzenia prądów dla ciągłego i krótkotrwałego obciążenia układu wzbudzenia. Prąd wyłączający wyłącznika musi odpowiadać poziomowi prądu zwarcia na wyjściowej szynie DC. Styki rozładowcze powinny być przystosowane do rozładowania energii pola odpowiadającej najwyższemu prądowi pola, który może wystąpić w całym zakresie roboczym. Wyłącznik powinien być wyposażony w przełączniki sterujące, lampki sygnalizacyjne, lokalny/zdalny przełącznik wyboru itp.
- b) Rezystor rozładowczy powinien być nieindukcyjny do szybkiego rozładowania energii indukcyjnej i tym samym kontrolowania napięcia na uzwojeniu wzbudzenia.
- c) Należy zapewnić odpowiednią blokadę, aby zapobiec zamknięciu wyłącznika wzbudzenia, chyba że sygnał odniesienia regulatora jest na poziomie lub w pobliżu minimalnego ustawienia i osiągnięta zostanie minimalna prędkość maszyny wynosząca 95%. Należy zapewnić odpowiednią liczbę normalnie otwartych i normalnie zamkniętych styków pomocniczych wyłącznika wzbudzenia do zdalnego wskazywania położenia i blokowania z KS i obwodem wzbudzenia początkowego.
- d) Wymagania w zakresie pierścieni ślizgowych, przekładni szczotkowej i szczotek:
 - Obudowa: W przypadku statycznego układu wzbudzenia należy zapewnić odpowiednią przekładnię szczotkową z zespołem szczotek w dobrze wentylowanej obudowie.
 - Pierścienie ślizgowe: Izolowane, spiralnie rowkowane pierścienie ślizgowe ze stali stopowej obkurczone na wirniku. Do chłodzenia pierścieni ślizgowych, w razie potrzeby, należy zapewnić odpowiednie wentylatory na pierścieniach ślizgowych lub na wale wirnika przylegającym do nich.
 - Położenie szczotek: Umieszczone tylko na górnych dwóch trzecich obwodu pierścieni ślizgowych. Szczotki powinny być rozmieszczone naprzemiennie wzdłuż pierścienia ślizgowego, aby uniknąć nierównomiernego zużycia pierścienia.
 - Drzwiczki rewizyjne i okna inspekcyjne: Należy zapewnić, aby umożliwić wymianę i kontrolę szczotek podczas pracy maszyny.
 - Uchwyty szczotek: Typ o stałym nacisku, który można regulować zgodnie z wymaganiami. Należy zapewnić odpowiednią izolację, aby zapobiec przepływowi prądu przez urządzenie dociskowe.

9.5. Cechy bezszczotkowego układu wzbudzenia

9.5.1. Wymagania ogólne

Kompletne wyposażenie układu powinno być zamontowane na płycie montażowej i obudowane przez odpowiednią pokrywę wzbudnicy. System powinien zasadniczo składać się z następujących elementów :

- a) Pilotki (pilotującego układu wzbudzenia) z generatorem z magnesami trwałymi PMG (Permanent Magnet Generator).
- b) Jednostki prostownika dla PMG
- c) Bezsztotkowej wzbudnicy głównej
- d) Zespół prostownika obrotowego
- e) Szafy regulatora
- f) Urządzeń pomiarowych i zabezpieczeń.
- g) Kabli łączących różne elementy układu.

9.5.2. Pilotka (pilotujący układ wzbudzenia)

Pilotka powinna mieć wirujące pole, być z biegunami wydatnymi, z magnesami trwałymi wysokiej częstotliwości. Twornik powinien być nieruchomy, 3-fazowy, doprowadzający prąd do zespołu prostownika statycznego i urządzeń sterujących wzbudzeniem. Wirnik powinien być namagnesowany i stabilizowany przez producenta, aby zapewnić stabilną charakterystykę magnesowania podczas pracy.

Uzwojenie stojana powinno posiadać izolację termiczną klasy F (155) lub lepszą, odpowiednią do pracy w temperaturze otoczenia 50°C lub określonej dla danego miejsca. Maszyna powinna być wyposażona w wentylatory do samodzielnej wentylacji.

9.5.3. Zespół przekształtnika

Zespół przekształtnika (obwód wyzwolenia bramki, transformator impulsowy, itd.) powinien mieć podobną konstrukcję, jak określono w statycznym układzie wzbudzenia (sekcja 9.4).

9.5.4. Bezsztotkowy wzbudnik główny

Wymagania dla bezszczotkowego wzbudnika głównego:

- a) Twornik: Powinien to być wirujący twornik, 3-fazowy, połączony w gwiazdę, doprowadzający prąd do wirujących diod zamontowanych na wale wzbudnicy.
- b) Rdzeń twornika: Rdzeń twornika powinien być wykonany z laminatu krzemowego w celu zmniejszenia strat wiroprowodowych i powinien być odpowiednio lakierowany po obu stronach.
- c) Obudowa wzbudnicy: Wzbudnica powinna być całkowicie zamknięta, samowentylowana z ramą wspartą na fundamencie generatora z łożyskami poprzecznymi.
- d) Wymiennik ciepła: Zintegrowane wymienniki ciepła powietrze-woda. Wymienniki ciepła powinny być zaprojektowane dla wody zdeminalizowanej (jakość kondensatu).

Kryteria doboru wymiennika ciepła powinny być podobne jak w przypadku chłodnicy wodoru zamontowanej na generatorze.

- e) Izolacja: Izolacja uzwojenia stojana i wirnika powinna być klasy termicznej F (155) lub lepszej, przy wzroście temperatury ograniczonym do limitów klasy B normy IEC 60034.
- f) Podpora połączeń czołowych uzwojeń: Przewód twornika w części wystającej powinien być odpowiednio zamocowany, aby wytrzymać siły elektrodynamiczne podczas forsowania pola. Kołpak (pierścień mocujący) uzwojenia wirnika powinien być wykonany z materiału odpornego na korozję naprężeniową.

9.5.5. Zespół prostownika obrotowego

Wymagania dla zespołu prostownika obrotowego:

- a) Zespół prostownika wykonany z diod krzemowych powinien być rozmieszczony jako dwa odrębne pierścienie z diodami o przeciwnej polaryzacji na odpowiednich pierścieniach.
- b) Diody powinny być połączone w konwencjonalny trójramienny mostek prostowniczy. Zespół prostownika powinien mieć jeden kompletny mostek jako nadmiarowy. Alternatywnie można również rozważyć pojedynczy trójfazowy mostek prostowniczy z co najmniej jedną nadmiarową gałęzią równoległą w każdym z sześciu ramion mostka. Zespół prostownika powinien spełniać te same wymagania w odniesieniu do cech komponentów i wartości znamionowych, jak wyszczególniono dla zespołu tyrystorowego (sekcja 9.4).
- c) Diody powinny być chłodzone wymuszonym obiegiem powietrza za pomocą wentylatorów zamontowanych na wzbudnicy głównej.
- d) Każda dioda powinna być wyposażona w bezpiecznik wraz z sygnalizacją wizualną w przypadku awarii diody.
- e) Wyjście z prostownika powinno być doprowadzone do wzbudzenia generatora poprzez otwór wału wirnika i niezbędne połączenie wtykowe wału. Osiove złącze miedziane powinno być zaprojektowane w taki sposób, aby możliwe było odłączenie tego złącza w punkcie, w którym wał wzbudnicy łączy się z generatorem, tak aby w razie potrzeby generator i wzbudnica mogły być testowane osobno.

9.5.6. Aparatura układu wzbudzenia

Wymagania w zakresie aparatury stacyjnej są takie same jak w przypadku statycznego układu wzbudzenia (sekcja 9.4.7.). Standardowa i sprawdzona metoda tłumienia i rozładowania pola przedstawiona przez oferenta i zaakceptowana przez PSE S.A. może być również dopuszczalna.

9.5.7. Urządzenia pomiarowe i zabezpieczenia

System powinien zasadniczo obejmować, ale nie ograniczać się do następujących elementów:

- a) Odpowiednie podwójne rezystancyjne czujniki temperatury do pomiaru temperatury gorącego i zimnego powietrza wzbudnicy z niezbędnymi zabezpieczeniami wyzwalającymi/blokadami.
- b) Termometr zegarowy do pomiaru temperatury wody na wlocie i wylocie do chłodnic powietrza.

- c) Manometry na wlocie i wylocie wody do chłodnic powietrza.
- d) Przyrządy i urządzenia do pomiaru temperatury uzwojenia wirnika.
- e) Stroboskop lub odpowiednie alternatywne urządzenie do wykrywania uszkodzonych elementów wirujących diod.
- f) Odpowiedni układ do tłumienia pola wzbudzenia.

Należy zapewnić parę pomocniczych pierścieni ślizgowych w celu zapewnienia dostępu do obwodu wirnika, umożliwiając podłączenie obwodu detektora zwarć doziemnych.

W przypadku wszystkich alarmów w systemie, styk powinien być pobierany z przełączników ciśnienia, temperatury itp. umieszczonych w odpowiednich punktach. System powinien być wyposażony w nadajniki dla powyższych wskaźników/rejestratorów.

W przypadku blokady urządzenia i systemu zabezpieczającego należy zastosować dwa z trzech systemów zabezpieczających.

W tym celu Wykonawca powinien dostarczyć dwa lub trzy oddzielne zestawy czujników / przełączników itp. dla parametrów związanych z blokadą urządzenia i zabezpieczeniami.

9.6. Wymagania techniczne – układ rozruchowy

9.6.1. Wymagania ogólne

Kompensator synchroniczny może być przyspieszany i synchronizowany z wykorzystaniem statycznego przemiennika częstotliwości pełniącego rolę układu regulowanej prędkości (ang. Adjustable Speed Drive), który zasila uzwojenie stojana KS. Po osiągnięciu prędkości nieco wyższej od znamionowej (np. np. 103% prędkości znamionowej) , zasilanie napędu zostanie odłączone, a napięcie wzbudzenia wyregulowane, aby umożliwić synchronizację poprzez wyłącznik generatora.

Alternatywnie KS może zostać uruchomiony z zastosowaniem silnika asynchronicznego zasilanego za pomocą falownika (ang. Pony Motor). Zadaniem silnika jest przyspieszenie kompensatora synchronicznego do prędkości nominalnej, umożliwiając synchronizację podczas uruchamiania.

Czas uruchomienia KS, wliczając synchronizację, nie powinien być dłuższy niż 15 minut

Podczas uruchamiania KS wszystkie elementy układu rozruchowego nie mogą być przeciążone cieplnie, magnetycznie, elektrycznie i mechanicznie.

Sekwencje uruchamiania muszą być wykonywane automatycznie , bez konieczności interwencji operatora.

9.6.2. Statyczna przetwornica częstotliwości

Sprzęt i oprogramowanie systemu sterowania przetwornicą muszą być standardowego typu przemysłowego. System sterowania układu napędowego musi być oparty na mikroprocesorze i wyposażony w wysoki stopień samo nadzoru.

Powinien on zapewniać wysoką wydajność i szybkość przetwarzania, realizując wszystkie funkcje sterowania, regulacji, monitorowania i ochrony niezbędne do bezpiecznej i stabilnej pracy w każdych warunkach (normalnych i awaryjnych) w całym zakresie częstotliwości.

Prąd w układzie falownika podczas rozruchu musi być monitorowany pod kątem poprawnych wartości. W przypadku zwarcia w układzie falownika prąd musi być jak najszybciej zredukowany do zera.

W razie wykrycia wewnętrznego uszkodzenia podczas pracy proces musi zostać natychmiast przerwany. Jeśli awaria wystąpi podczas postoju lub podczas przyspieszania KS, uruchomienie musi zostać przerwane.

Jeśli awaria układu rozruchowego wystąpi podczas normalnej pracy KS podłączonego do sieci, działanie układu musi być kontynuowane.

System rozruchowy musi być wyposażony w funkcję samo nadzoru.

9.6.3. Obwód mocy systemu rozruchowego

Elementy obwodu mocy systemu powinny być tak zwymiarowane, aby realizować zadania we wszystkich normalnych i awaryjnych warunkach pracy, z odpowiednimi marginesami bezpieczeństwa.

Obciążenia cieplne i zwarciove nie mogą powodować uszkodzeń układu.

Elementy półprzewodnikowe muszą być zaprojektowane tak, aby wytrzymały najbardziej niekorzystne warunki zwarciove podczas pracy urządzenia.

Należy zastosować środki ochrony urządzeń półprzewodnikowych przed przeciążeniem prądowym i przepięciami.

Elementy muszą być chłodzone powietrzem, a wydajność systemu chłodzenia musi być dostosowana do wszystkich warunków pracy.

9.6.4. Silnik rozruchowy (ang. pony motor)

W przypadku zastosowania silnika pony kompensator jest przyspieszany przez silnik bezpośrednio sprzężony z synchronicznym kompensatorem. Silnik musi spełniać następujące wymagania :

- a) Posiadać obudowę IP54 i być chłodzony powietrzem.
- b) Mieć klasę cieplną F (155) i przyrost temperatury klasy B. Posiadać wyposażenie obejmujące 6 platynowych czujników RTD 100 Ohm na uzwojenie i 1 czujnik RTD na każde łożysko. Dane z czujników powinny być przesyłane do głównego systemu sterowania.
- c) Zawierać dwie zbliżeniowe sondy wibracyjne na każde łożysko.
- d) Spełniać te same wymagania dotyczące wibracji jak KS i koło zamachowe.
- e) Posiadać łożyska hydrodynamiczne; w przypadku temperatur łożysk powyżej 90°C należy uwzględnić system olejowy z wymuszonym smarowaniem.
- f) Mieć jednoczęściowy wał ze stali kutej poddany obróbce cieplnej, z całkowitym biciem elektrycznym i mechanicznym mniejszym niż 25% dopuszczalnych wibracji. Spawanie wału jest niedozwolone.
- g) Posiadać pręty wirnika i pierścienie końcowe wykonane z miedzi lub stopu miedzi.

9.7. Wymagania techniczne – uziemienie punktu neutralnego

Transformator uziemiający punkt neutralny generatora typu suchego oraz rezystor, powinien być odpowiedni do instalacji wewnętrznej. Transformator musi być przystosowany do określonego prądu i posiadać zdolność wytrzymania obciążenia przez 10 sekund.

Układ musi zawierać przekładnik prądowy o odpowiednim stosunku i klasie dokładności, który będzie podłączony do skrzynki zaciskowej. Urządzenia powinny być zabezpieczone przed dotknięciem i przed przypadkowym kontaktem z narzędziami lub osobami.

9.8. Wymagania techniczne – system chłodzenia

9.8.1. Wymagania ogólne

System chłodzenia KS musi zapewniać przetwarzanie i utrzymanie przepływu chłodziwa (woda/glikol) w odpowiednich ilościach w każdych warunkach obciążenia i temperatury otoczenia. System chłodzenia musi być wyposażony w odpowiedni poziom redundancji, aby utrzymać wydajność chłodzenia maszyny w przypadku jakiegokolwiek awarii, w tym awarii wentylacji budynku.

System chłodzenia musi być wyposażony we wszystkie niezbędne elementy takie jak rurociągi łączące, pompy cyrkulacyjne, wentylatory, grzałki, zbiorniki wyrównawcze, wymienniki ciepła, filtry, system oczyszczania wody, przyrządy pomiarowe, automatyczne i ręczne sterowniki, alarmy oraz inne wymagane urządzenia.

9.8.2. Cechy układu chłodzenia

System chłodzenia musi posiadać następujące funkcje:

- a) Zamknięta pętla recyrkulacyjna woda/glikol z wymiennikiem ciepła ciecz-powietrze na zewnątrz. Środek chłodzący i system rurociągów nie mogą przeciekać i muszą być bezpieczne dla środowiska.
- b) Podwójne pompy cyrkulacyjne, z jedną pompą pracującą normalnie, a drugą w trybie gotowości. W przypadku awarii pompy druga pompa musi automatycznie przejąć działanie. Awaria pompy powinna być sygnalizowana przez alarm.
- c) Podwójne pętle oczyszczające, z jedną w działaniu, a drugą w trybie gotowości. W przypadku problemów w działającej pętli, pętla zapasowa musi automatycznie przejąć działanie i wyświetlić alarm w interfejsie HMI.
- d) Zewnętrzne wymienniki ciepła instalacji chłodniczej powinny być wyposażone w co najmniej jeden redundantny wentylator chłodzący w każdym zespole wymienników ciepła. Każdy silnik wentylatora powinien być wyposażony w ekrany bezpieczeństwa zarówno po stronie wlotowej, jak i wylotowej i umożliwiać wymianę silnika/łopatki wentylatora bez wyłączenia z eksploatacji całego zespołu chłodzącego wymiennika ciepła. Zatrzymanie, uruchomienie i prędkość wentylatorów powinny być kontrolowane w zależności od temperatury chłodziwa. Każdy silnik wentylatora chłodzącego powinien być wyposażony w wyłączniki odcinające z blokadą. Zewnętrzne wymienniki ciepła, elementy sterujące i oprzyrządowanie powinny być umieszczone w obudowach ze stali nierdzewnej (lub materiałów równoważne trwałości i odporności na korozję) i wykonane z materiałów odpornych na korozję, uszczelnionych przed czynnikami atmosferycznymi.

- e) Układ chłodzenia powinien być wyposażony w system hermetyzacji zarówno wewnętrznej, jak i zewnętrznej części układu glikolowego. Powinny istnieć środki zapobiegające przedostawaniu się wody deszczowej i stopionego śniegu do układu.
- f) System chłodzenia powinien wykorzystywać sterowniki silników o regulowanej prędkości dla wszystkich zewnętrznych wentylatorów chłodzących i pomp chłodzących w głównym obiegu chłodzenia. Alternatywne rozwiązania mogą być proponowane, pod warunkiem, że spełnione są wymagania dotyczące wydajności - w tym te dotyczące hałasu słyszalnego.
- g) System musi zapewniać możliwość bezpiecznego dodawania chłodziwa podczas jego pracy.
- h) Interfejs HMI systemu powinien zawierać kompleksowy schemat alarmowy i symulacyjny układu chłodzenia

9.8.3. Wymagania projektowe

Układ chłodzenia na bazie wody/glikolu powinien spełniać następujące wymagania:

- a) Zewnętrzne wymienniki ciepła nie mogą korzystać z wody rozpryskowej w żadnych warunkach otoczenia i obciążenia.
- b) Filtry cieczy powinny być zaprojektowane w sposób umożliwiający ich wymianę bez konieczności wyłączenia układu chłodzenia. Powinny być zaprojektowane tak, aby uniemożliwić odwrotną instalację filtrów.
- c) Układ chłodzenia powinien być tak zaprojektowany, aby umożliwić pracę przy uszkodzonym sprzęcie bez konieczności wyłączenia kompensatora synchronicznego.
- d) Silniki pomp układu chłodzenia powinny być uruchamiane automatycznie w kolejności zapewniającej równomierne zużycie silników, uszczelek pomp i łożysk.
- e) Silniki wentylatorów układu chłodzenia powinny być uruchamiane automatycznie w sekwencji, aby zapewnić równomierne zużycie silników, uszczelek i łożysk oraz pomóc w usuwaniu wilgoci, która może gromadzić się wewnątrz niepracujących silników wentylatorów.
- f) W rurach wlotowych i wylotowych każdego zewnętrznego wymiennika ciepła należy zamontować zawory odcinające, aby zapewnić ciągłą pracę kompensatora synchronicznego w przypadku, gdy uszkodzona chłodnica musi zostać wymontowana w celu naprawy.
- g) System musi być odpowiedni do pracy w określonym zakresie temperatur otoczenia. Podczas projektowania i instalacji należy uwzględnić rozszerzalność cieplną urządzeń chłodniczych, rurociągów i zaworów.
- h) Zawory hydrauliczne, przyrządy pomiarowe, urządzenia pomiarowe, pompy i zewnętrzne wymienniki ciepła stosowane w systemie chłodzenia muszą być wykonane z metali nierdzewnych.
- i) Projektowana żywotność z powodu korozji wszelkich powierzchni materiałowych mających kontakt z czynnikiem chłodzącym i warunkami powietrza zewnętrznego nie może być krótsza niż 30 lat. Stal nierdzewna powinna być używana do wykonania głównej ramy i rur chłodzących w zewnętrznych wymiennikach ciepła, rurach wewnętrznych i zewnętrznych oraz wszystkich zewnętrznych łącznikach i podporach.
- j) Do wszystkich przewodów rurowych należy stosować rury i złączki ze stali nierdzewnej.

- k) Należy stosować wolnoobrotowe wentylatory chłodzące, montowane w sposób umożliwiający łatwą wymianę i skonfigurowane do łatwego podnoszenia i montażu. Jeśli jednostki wentylatorowe są o ciężarze większym niż 100 kg, należy zapewnić odpowiednią ramę, aby pomóc w bezpiecznym usunięciu jednostek wentylatora i łopatek.
- l) Silniki wentylatorów i pomp muszą mieć obudowę IP54 i żywotność L10 wynoszącą 50000 godzin przy rzeczywistych obciążeniach. Musi być możliwe smarowanie łożysk silnika, wentylatora i pompy podczas pracy silnika. Poziomy drgań mierzone w dowolnym kierunku w obudowach łożysk pracujących silników nie mogą przekraczać 2,5 mm/s rms. • Konstrukcja musi umożliwiać całkowite opróżnienie układu chłodzenia, gdy nie jest używany, a także mieć możliwość odpowietrzania układu.
- m) Wszystkie zawory wodne znajdujące się na zewnątrz budynku powinny być zamykane na kłódkę.

9.8.4. Testy fabryczne

Cały system chłodzenia, w tym pompy, rurociągi, alarmy i elementy sterujące, należy przetestować fabrycznie przy użyciu obciążeń pozornych w celu sprawdzenia wydajności, sterowania, integralności rurociągów i pełnej zdolności operacyjnej.

9.8.5. System monitoringu

System chłodzenia powinien być monitorowany.

Czujniki muszą wysyłać sygnały alarmowe do nastawni w przypadku awarii urządzeń chłodniczych oraz uruchamiać przełączanie urządzeń będących w użyciu na urządzenia będące w gotowości, bez przerywania pracy.

Jako minimalne należy sygnalizować ostrzeżenie:

- a) niski poziom wody w zbiorniku;
- b) awaria pompy, w tym utrata fazy, alarmy wibracyjne, przegrzanie;
- c) awaria wymiennika ciepła;
- d) niski przepływ i ciśnienie;
- e) wysoka temperatura;
- f) wyciek płynu chłodzącego.

Wszystkie główne zawory wody chłodzącej powinny być wyposażone we wskaźniki położenia podłączone do HMI.

9.9. Wymagania techniczne – transformator podwyższający napięcie

9.9.1. Transformator blokowy

Transformator blokowy powinien być transformatorem trójfazowym, którego zadaniem jest przekształcanie napięcia generatora synchronicznego na napięcie NN. Tym samym służy on do podłączenia generatora do sieci elektroenergetycznej. Transformator powinien być transformatorem olejowym, którego napięcie dolne powinno być określone na etapie projektu KS.

Transformator blokowy musi spełniać wymagania specyfikacji standardowych PSE S.A., a także norm krajowych i międzynarodowych PN-EN 60076, a także IEC TS 60815,

PN-E-04700, PN-EN 60214, PN-EN 60296, PN-EN 60422, PN-EN 60567, PN-EN 60599, PN-EN 61181, PN-EN 62535, PN-IEC 60354, IEC 60721-2-6.

Transformator blokowy musi spełniać wszystkie wymagania wynikające z aktualnie obowiązujących standardów sieci przesyłowej, w tym w szczególności Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP), Instrukcji organizacji i wykonywania prac eksploatacyjnych na liniach i stacjach NN (część II.1. Instrukcja szczegółowa: Jednostki transformatorowe) oraz Standardowych Specyfikacji PSE, które zawierają wymagania dotyczące szeroko pojętego środowiska, którego elementem będzie transformator.

Transformator blokowy powinien mieć możliwość zmiany przekładni pod obciążeniem, której zakres regulacyjny powinien wynosić nie mniej niż $\pm 10\% U_n$, przy zapewnieniu jednostkowej zmiany napięcia w granicach $1\% U_n$, o ile OSP nie określi inaczej.

9.9.2. Transformator potrzeb własnych

Transformator trójfazowy potrzeb własnych służy do przekształcania napięcia wtórnego transformatora blokowego na napięcie układu potrzeb własnych (wartość zostanie określona przez dostawcę), umożliwiając tym samym podłączenie układu potrzeb własnych do sieci.

Transformator potrzeb własnych powinien być transformatorem olejowym.

Transformatory powinny być zaprojektowane w zgodzie z najnowszą wersją odpowiednich norm IEC (w tym IEC 60076-1 i IEC 60076-11, ale nie tylko) oraz EN 50588-1.

9.10. Wymagania techniczne – rozdzielnia

Wymagania przedstawione w tej sekcji dotyczą rozdzielni zasilających urządzenia potrzeb własnych i urządzeń serwisowych.

9.10.1. Rozdzielnia potrzeb własnych

Aparatura rozdzielcza i sterownicza powinna znajdować się wewnątrz pomieszczeń, w metalowej obudowie, odpornej na działanie łuku elektrycznego i być umieszczona w oddzielnym przedziale.

Aparatura rozdzielcza i sterownicza powinna być zaprojektowana, wykonana i przetestowana zgodnie z normami wymienionymi w sekcji 4 niniejszego dokumentu.

Wartości znamionowe

Wartości znamionowe należy określić na podstawie badań z uwzględnieniem stosownych marginesów bezpieczeństwa.

Łączniki i zespoły bezpieczników nie mogą być łączone równolegle w celu zapewnienia określonych wartości znamionowych. Zespół bezpiecznikowy to układ z pojedynczą, podwójną lub potrójną cylindryczną wkładką, dostarczony przez producenta bezpieczników, aby spełnić określone wartości znamionowe.

Znamionowa częstotliwość zasilania i napięcie wytrzymywane impulsu piorunowego powinny być zgodne z zakresem 1 normy IEC 62271-1.

Ta sama wartość zwarciowej wielkości znamionowej powinna być zastosowana do całej szyny zbiorczej i układu ram.

O ile nie określono inaczej, wszystkie wartości znamionowe prądu wyłącznika i wzrosty temperatury powinny być zgodne z normą IEC 62271-1.

Łączniki prądu przemiennego (powyżej 1kV) powinny być zgodne z normą IEC 62271-103 dla zastosowań ogólnych, odciążania transformatorów i pracy z pojedynczą baterią kondensatorów. Przełączniki ogólnego przeznaczenia powinny być klasy E1 lub E2 w zależności od obciążenia.

Odłączniki i uziemniki powinny być zgodne z normą IEC 62271-102.

Rozruszniki silników wysokiego napięcia powinny być zgodne z normami IEC 62271-106 i IEC 62271-200. Styczniki powinny mieć kategorię użytkowania AC-3 zgodnie z normą IEC 60470.

Trwałość mechaniczna stycznika powinna wynosić 3 000 000 operacji dla styczników z podtrzymaniem elektrycznym i 1 000 000 operacji dla styczników z blokadą mechaniczną.

Bezpieczniki wysokonapięciowe powinny być zgodne z normą IEC 60282-1.

Bezpieczniki niskiego napięcia powinny ograniczać prąd. Bezpieczniki powinny być typu wkładkowego.

Ogólne wymagania

Aparatura rozdzielcza i sterownicza powinna składać się z wolnostojących, fabrycznie zmontowanych metalowych konstrukcji zamkniętych z metalowymi przegrodami. Powinna ona zawierać szyny zasilające, szyny uziemiające, wyłączniki lub styczniki z bezpiecznikami, przełączniki z bezpiecznikami, pomocnicze urządzenia sterujące, przekładniki, urządzenia pomiarowe i ochronne.

Urządzenia powinny być zaprojektowane i wyprodukowane w sposób zapewniający bezpieczeństwo podczas eksploatacji, napraw i konserwacji.

Wszystkie urządzenia działające pod napięciem powinny być umieszczone w zabudowie.

Urządzenia sterujące, zabezpieczające i pomiarowe muszą być zamontowane w szafie modułowej.

Szafy muszą być zgodne z wymaganiami niniejszej specyfikacji i muszą tworzyć zamknięty zespół i muszą być odpowiednie do mocowania na podłodze i montażu na ścianie.

Wszystkie szafy (moduły) muszą być chłodzone za pomocą wentylacji naturalnej.

Jeśli w celu uzyskania wysokiej ciągłej wartości znamionowej prądu wymagana jest wymuszona wentylacja, wentylatory muszą być redundantne i wymienne podczas pracy rozdzielnic.

Ponadto:

- Żeliwo lub aluminium nie mogą być używane w żadnej części rozdzielnic, która jest poddawana naprężeniom mechanicznym.
- Wszystkie aparaty łączeniowe muszą mieć możliwość blokowania w pozycji wyłączonej.

- Rozdzielnice lub urządzenia sterujące, w tym moduły i szyny zbiorcze, muszą być zaprojektowane i skonstruowane w taki sposób, aby uwzględniały rozszerzanie, kurczenie i odchyłanie występujące podczas eksploatacji.
- W przypadku urządzeń z izolacją powietrzną, rozdzielnice dwustronne muszą mieć dwa identyczne wyłączniki sprzęgowe i komory wyłączników. Konfiguracja szyny musi być taka, aby po usunięciu wyłączników możliwe było ustanowienie bezpiecznych warunków pracy i bezpieczna praca na każdej z szyn, podczas gdy druga szyna jest nadal pod napięciem.

Obudowy

Obudowy powinny być wykonane z metalu i zapewniać minimalny stopień ochrony IP42. Rozdzielnice z izolacją powietrzną powinny być wyposażone w wyjmowane aparaty łączeniowe i muszą zapewniać pełną możliwość izolacji i konserwacji. Aparatura sterownicza z izolacją powietrzną powinna być wyposażona w wysuwany stycznik lub wyłącznik izolacyjny i stycznik zamontowany na stałe.

O ile nie jest używany zdalny panel sterowania, na każdej obudowie należy zapewnić miejsce na wszystkie przekaźniki, mierniki i przyrządy związane z danym obwodem.

Jeśli obudowy są zaprojektowane tak, aby umożliwić otwieranie pokryw lub drzwi bez użycia narzędzi, należy zapewnić środki zapobiegające utracie urządzeń mocujących.

Każda szafa rozdzielcza powinna być wykonana z metalowej konstrukcji z niezależnymi, izolowanymi powietrzem przedziałami na szyny zbiorcze, wyłączniki, przekładniki i kable.

W każdej szafie sterowniczej muszą znajdować się oddzielne przedziały z metalowymi ściankami przeznaczone na szyny zbiorcze, styczniki bezpiecznikowe i zaciski obwodów oraz zaciski sterujące niskiego napięcia i przekaźniki.

Połączenia pomocnicze, przełączniki, cewki itp. w przedziałach średniego napięcia muszą być umieszczone w pewnej odległości od głównych obwodów zasilania, a w linii prostej między odsłoniętymi połączeniami średniego i niskiego napięcia musi znajdować się uziemiony element metalowy.

Zagadnienia dotyczące łuku elektrycznego

Projekt i konstrukcja rozdzielnic powinny zapobiegać przedostawaniu się skutków zwarć w przedziale wysokiego napięcia do przedziału niskiego napięcia lub przedziału aparatury pomiarowej.

Rozdzielnice z izolacją powietrzną odporne na działanie łuku elektrycznego powinny być zaprojektowane i wyprodukowane w taki sposób, aby spełniały wymagania testowe normy IEC 62271.

Na każdych drzwiach powinien znajdować się pojedynczy ręcznie obsługiwany zatrzask z możliwością zamknięcia na kłódkę, zapewniający odporność na działanie łuku elektrycznego, gdy zatrzask znajduje się w pozycji zamkniętej. Nie są wymagane żadne dodatkowe śruby mocujące ani zatrzaski na drzwiach, aby zachować konstrukcję odporną na działanie łuku elektrycznego. Należy zapewnić blokady uniemożliwiające podniesienie wyłącznika z pozycji

odłączonej, chyba że zatrask drzwi jest całkowicie zamknięty i zatrzaśnięty. W pobliżu ręcznie obsługiwanego uchwyty powinny znajdować się etykiety wskazujące pozycje zatrzaśnięcia i otwarcia.

W celu zachowania odporności na łuk elektryczny wszystkie otwory w drzwiach kabin z wyłącznikami automatycznymi powinny być zablokowane, aby uniemożliwić ich otwarcie, chyba że wyłącznik automatyczny znajduje się w pozycji otwartej.

Szynoprzewody

Materiałem szyn zbiorczych rozdzielnic powinna być ciągniona na twardo miedź o wysokiej przewodności.

Powinny one mieć taką samą obciążalność prądową na całej długości.

Wzrost temperatury szyn zbiorczych i złączy powinien być zgodny z normą IEC 62271-1.

Ciepło generowane przez kable zasilające należy uwzględnić we wzroście temperatury. Należy uwzględnić zmniejszoną wentylację lub zwiększone wytwarzanie ciepła spowodowane wpływem konstrukcji odpornej na łuk elektryczny. Temperatura zakończenia kabla w punkcie połączenia szyny z kablem nie może przekraczać 85°C przy znamionowej obciążalności prądowej złącza lub wyłącznika, w zależności od tego, która wartość znamionowa prądu jest niższa.

Izolacja i osłony połączeń wielokrotnego użytku powinny być zamontowane na szynach zbiorczych i punktach końcowych rozdzielnic z izolacją powietrzną. Izolacja szyn powinna być pokryta warstwą epoksydową i odporna na wyładowania niezupełne. Izolacja termokurczliwa lub nasuwana nie może być stosowana, z wyjątkiem nietypowych kształtów, za zgodą PSE SA.. Bariery, wsporniki kabli i przekładki powinny być wykonane z materiałów trudnopalnych, odpornych na działanie wilgoci i niehigroskopijnych.

Izolatory wsporcze oraz wsporniki i wkładki szyn zbiorczych powinny być wykonane z porcelany wysokoglinowej dla rozdzielnic o napięciu znamionowym 12 kV i wyższym lub z cykloalifatycznej żywicy epoksydowej lub poliestru szklanego dla rozdzielnic o napięciu znamionowym poniżej 12 kV.

Połączenia obwodów z szynami zbiorczymi muszą mieć taką samą wartość znamionową prądu, jak przyłączone aparaty łączeniowe. Śruby używane do połączeń szynowych muszą być pokryte powłoką antykorozyjną i muszą być wyposażone w podkładki zabezpieczające. Muszą być dokręcane zgodnie z zalecanymi przez producenta wartościami momentu dokręcania. Główne szyny zbiorcze muszą być wstępnie nawiercone i nadawać się do przedłużenia na obu końcach.

Uziemienie i szyna uziemiająca

Każdy element rozdzielnic powinien być wyposażony w główną szynę uziemiającą wykonaną z nie mniej niż 180 mm² ciągnionego pręta miedzianego o wysokiej przewodności. Pręt uziemiający powinien być odpowiednio połączony między elementami wyposażenia i przykręcony do głównej ramy rozdzielnic oraz podłączony bezpośrednio do wewnętrznego

uziemienia rozdzielnic. Części wyjmowane powinny być automatycznie i odpowiednio uziemione w pozycjach "Serwis" i "Test".

Przedziały wyłączników i moduły styczników SN powinny być wyposażone w zintegrowane uziemienie, gdy nie jest to możliwe, dla każdego rozmiaru i typu jednostki należy dostarczyć jedno kompletne przenośne urządzenie testujące i uziemiające. Urządzenie testujące i uziemiające powinno być montowane w przedziale, powinno być możliwe do podłączenia zarówno do szyn przychodzących, jak i wychodzących oraz powinno umożliwiać testowanie napięcia za pomocą sondy wysokiego napięcia lub miernika przed uziemieniem obwodu. O ile nie określono inaczej, powinny one być obsługiwane ręcznie i mieć dostępne porty testowe.

Pręty uziemiające powinny zapewniać wygodne uziemianie osłon kabli i pancerzy, a także połączenia uziemiające z dławikami kablowymi. Płyty przepustowe kabli sterowniczych należy uziemić za pomocą kabla o minimalnym przekroju 6 mm².

Wszystkie połączenia w systemie uziemienia powinny być ocynowane i skręcone śrubami, aby zapewnić odpowiednią ciągłość między wszystkimi metalowymi elementami.

Wyłączniki

Wyłączniki powinny być wyłącznikami próżniowymi, zawierającymi jeden przerywacz na fazę. Każdy wyłącznik powinien posiadać co najmniej 4 zestawy styków pomocniczych NO i 4 zestawy styków pomocniczych NC, ponadto co jest potrzebne do działania. Styki pomocnicze powinny być wyprowadzone na dostępne listwy zaciskowe w przedziale sterowania. Każdy wyłącznik powinien być wyposażony w nieresetowalny licznik zadziałań.

Każdy wyłącznik powinien być wyposażony w napędzany silnikiem, sprężynowy mechanizm zamykający z wyzwalaczem elektrycznym. Wyzwalanie powinno być realizowane przez wyzwalacz boczny otwierający.

Wszystkie wyłączniki powinny być wyposażone w ręcznie obsługiwane mechaniczne urządzenie wyzwalające, które powinno być zabezpieczone przed przypadkowym wyzwoleniem.

Mechanizmy wyłączników powinny być typu "bezwyzwalaczowego z chwilowym zamknięciem styków", tak aby polecenie otwarcia zastępowało polecenie zamknięcia, nawet jeśli polecenie zamknięcia zostanie utrzymane.

Wszystkie wyłączniki powinny być wyposażone w urządzenia zapobiegające pompowaniu.

Należy zapewnić mechaniczne wskazanie pozycji otwarcia/zamknięcia wyłącznika automatycznego. Wskaźnik powinien być napędzany w obu kierunkach z mechanizmu sterującego.

Wyłączniki wysuwne powinny być zamontowane na wózku, odpowiednim do izolacji poziomej i wyciągania.

Powinny być dostępne co najmniej 4 zestawy styków pomocniczych NO i 4 zestawy styków pomocniczych NC obsługiwanych przez wózek, wyprowadzone na dostępne listwy zaciskowe w przedziale sterowania. Nie powinno być możliwe przemieszczanie zamkniętego wyłącznika

między pozycjami. Powinna istnieć możliwość przemieszczania wyłączników pomiędzy pozycjami przy zamkniętych drzwiach.

Niewymienne wyłączniki stosowane w rozdzielnicach powinny mieć co najmniej 4 zestawy pomocniczych styków zwiernych i 4 zestawy pomocniczych styków rozwieranych wyłącznika izolacyjnego wyprowadzonych na dostępne listwy zaciskowe w przedziale sterowniczym oraz 4 zestawy pomocniczych styków uziemnika. Nie może być możliwe uruchomienie odłącznika lub uziemnika, gdy powiązany z nim wyłącznik jest zamknięty.

Wszystkie styki uziemnika obwodu powinny być widoczne bez konieczności wchodzenia do obudowy.

Mechaniczne wskazanie położenia wyłącznika lub rozłącznika izolacyjnego powinno być podane w położeniu roboczym, izolowanym, testowym lub uziemienia (jeżeli jest dostępne).

Styczniki

Styczniki powinny być zgodne z normą IEC 62271-106.

Stycznik powinien być zabezpieczony bezpiecznikiem i wyposażony w przerywacze próżni. Stycznik powinien być wolny od odbić.

W przypadku rozruszników silnika stycznik powinien być zamknięty i utrzymywany w pozycji zamkniętej elektrycznie. W przypadku zasilaczy stycznik będzie zamykany elektrycznie, blokowany mechanicznie po zamknięciu i zwalniany przez elektryczne odblokowanie mechanizmu.

Koordinacja między stycznikami i bezpiecznikami powinna być zgodna z normą IEC 62271-106.

Styczniki wysuwne powinny być wyposażone w blokady mechaniczne i elektryczne, które umożliwiają ich zamknięcie tylko w położeniu "serwisowym", "izolowanym" i "testowym", gdy znajdują się w obudowie. Blokady mechaniczne powinny uniemożliwiać przemieszczanie zamkniętego stycznika między pozycjami (miejscami).

Wysuwane bezpieczniki i stycznik powinny być zamontowane na wózku, którego poziome wysuwanie zapewnia izolację linii i obciążenia, a demontaż umożliwia dobry dostęp w celu kontroli i serwisowania kabiny.

Wózek powinien zapewniać w pełni izolowaną magistralę od styków do bezpieczników i połączeń przerywacza próżniowego.

Wózek powinien pomieścić styczniki pomocnicze w pozycji dostępnej, gdy wózek jest zdemontowany.

Wózki o tej samej obciążalności znamionowej powinny być wymienne, przy czym wymiana bezpiecznika jest konieczna tylko w przypadku wymiany jednego stycznika na inny o tej samej charakterystyce sterowania i mocy. Jeśli tak określono, należy dołączyć urządzenie zapewniające, że tylko określone wózki mogą być wkładane do określonych boksów.

Styczniki nierozbieralne powinny być wyposażone w blokady mechaniczne i elektryczne uniemożliwiające ich zamknięcie, chyba że rozłącznik izolacyjny znajduje się w pozycji całkowicie zamkniętej lub całkowicie otwartej.

Blokady mechaniczne powinny uniemożliwiać uruchomienie rozłącznika izolacyjnego przy zamkniętym styczniku.

Odłączniki i uziemniki powinny być rozmieszczone w taki sposób, aby nie można ich było zamknąć na obwodzie pod napięciem. Uziemniki obwodów powinny być automatycznie otwierane i blokowane po podłączeniu stycznika do zasilania.

Bezpieczniki

Bezpieczniki mocy powinny być zgodne z normą IEC 60282 i powinny być odpowiednie do rozruchu silnika, zasilania transformatorów i zasilania kondensatorów.

Przy doborze bezpieczników należy uwzględnić wymagania wynikające z danego zastosowania, np. prąd rozruchowy silnika, czas trwania i liczbę rozruchów na godzinę, zgodnie z danymi podanymi w kartach katalogowych.

Wzrost temperatury roboczej połączeń bezpiecznika nie może przekraczać limitu producenta bezpiecznika.

Bezpieczniki mocy powinny być wyposażone w trzpień wyzwalający, który powinien uruchamiać przełącznik w obwodzie stycznika, aby spowodować otwarcie stycznika i zapobiec sytuacji jednofazowej. Wybijak powinien być ustawiony tak z przodu urządzenia, aby wskazywał działanie bezpiecznika.

Bezpieczniki pomocnicze powinny być zamontowane w główkach bezpieczników.

Główki bezpieczników powinny zapewniać stopień ochrony IP 20 podczas normalnego wyjmowania lub po całkowitym wyjęciu. Należy zapewnić odpowiednie środki do bezpiecznego wyjmowania wkładek bezpiecznikowych.

Blokady bezpieczeństwa

Wszystkie urządzenia powinny być wyposażone w kompletny zestaw blokad mechanicznych, aby zapobiec nieprawidłowemu działaniu i zapewnić bezpieczeństwo personelu, oprócz wszelkich zewnętrznych blokad określonych ze względów operacyjnych.

Drzwi przedziału wysokiego napięcia powinny być tak zaprojektowane, aby można je było otworzyć tylko przy wyłączonym wyłączniku lub styczniku.

Przekładniki prądowe

Przekładniki prądowe powinny być zgodne z normami PN-EN 61869-1, PN-EN 61869-2 i standardowymi wymaganiami technicznymi PSE S.A.

Przekładniki prądowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 S, a także klasę ochrony 5P.

Przekładniki prądowe do pomiarów powinny mieć prąd wtórny 5 A lub 1 A.

Przekładniki prądowe muszą utrzymywać ogólną dokładność wymaganą do obsługi przełączników w warunkach awarii, gdy przełączniki są ustawione w dowolnych punktach w ich zakresach, a mierniki w tolerancjach określonych przez producenta. Okablowanie wtórne przekładnika prądowego musi być uziemione w jednym punkcie za pomocą rozłączalnego łącza. W przypadku, gdy przekładniki prądowe są połączone w gwiazdę, punkt gwiazdy musi być punktem uziemienia. Wszystkie zaciski wtórne przekładników prądowych wielostopniowych muszą być doprowadzone do dostępnych listew zaciskowych. Każdy przekładnik prądowy musi być zakończony w dostępnym miejscu za pomocą bloków zaciskowych z urządzeniami do zwierania, aby umożliwić testowanie pod obciążeniem lub testowanie obwodów wtórnych automatyki z pominięciem przekładników.

Przekładniki napięciowe

Przekładniki napięciowe muszą być zgodne z normami PN-EN 61869-1, PN-EN 61869-3 oraz i standardowymi wymaganiami technicznymi PSE S.A.

Przekładniki napięciowe powinny być odpowiednie pod względem wartości znamionowych i dokładności do ich funkcji, obciążeń i zadań.

Przekładniki prądowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2, a także klasę ochrony 3P.

Obwody pierwotne i wtórne przekładników napięciowych powinny być zabezpieczone bezpiecznikami, a uzwojenie wtórne powinno być uziemione w jednym punkcie za pomocą odłączalnego łącznika.

Przekładniki napięciowe powinny być izolowane żywicą.

Przekładniki napięciowe i ich bezpieczniki powinny być odłączalne lub izolowane; zamontowane w oddzielnym przedziale z możliwością odłączenia obwodu pierwotnego przed uzyskaniem dostępu do przekładnika lub jego bezpieczników pierwotnych. Takie niezależne odizolowanie przekładnika powinno umożliwiać przeprowadzanie czynności kontrolnych lub konserwacyjnych przy nadal uruchomionej rozdzielnicy.

9.10.2. Wyłącznik generatorowy

Wyłącznik generatorowy (WG) to element obwodu służący do podłączania i odłączania kompensatora synchronicznego do i od sieci elektrycznej średniego napięcia. Wyłącznik WG jest punktem automatycznej synchronizacji generatora i znajduje się pomiędzy KS a transformatorem podwyższającym podłączonym za pomocą izolowanych szynoprzewodów. Wyłącznik generatora musi być dopasowany do KS i wartości znamionowej połączenia (maksymalny prąd roboczy, napięcie, prąd zwarciovowy, itp.).

Wyłącznik WG może być próżniowy lub z izolacją SF6.

9.10.3. Szynoprzewody w izolacji powietrznej

Szynoprzewody służą do połączenia elektrycznego między generatorem synchronicznym, a transformatorem blokowym. Szynoprzewody to rozwiązanie, w którym każdy z przewodów fazowych znajduje się w oddzielnej obudowie.

Przewody, jak również obudowy, są wykonane z prefabrykowanych arkuszy aluminiowych i rur aluminiowych. Obudowy trzech faz są elektrycznie zwarte na obu końcach w pobliżu generatora oraz transformatora blokowego i uziemione przy generatorze. Przewody są instalowane koncentrycznie wewnątrz obudów, podtrzymywane przez trzy kółka w izolatorach podporowych w każdym punkcie podparcia. Trzy izolatory są przesunięte promieniowo o 120° na obwodzie obudowy. Izolatory podporowe można instalować i usuwać z zewnątrz.

W celu kompensacji termicznej rozszerzalności wzdłużnej, a także w celu zapobiegania przenoszeniu drgań, w przebiegu przewodu i obudowy zastosowane są elastyczne połączenia. Aby uzyskać dostęp do przewodu w obszarze połączeń podzespołów, takich jak generator i transformator główny, a także w obszarze, w którym segmenty przewodu są ze sobą połączone, w obudowie są umieszczane wyjmowane otwory montażowe. W razie konieczności możliwy jest demontaż podzespołów i połączeń śrubowych przewodów bez konieczności cięcia i ponownego spawania obudowy.

Połączenie szynoprzewodu i obudowy z generatorem, transformatorami i wyłącznikiem generatora jest realizowane za pomocą znormalizowanych rozwiązań. Do wszystkich połączeń śrubowych przewodu i obudowy używany jest materiał niemagnetyczny.

Obudowa szynoprzewodu jest podparta za pomocą izolowanych elektrycznie od konstrukcji budowlanej podpór.

9.11. Koło zamachowe

Jeżeli stała inercji maszyny, kompensatora synchronicznego jest niewystarczająca można zastosować koło zamachowe w celu podniesienia inercji i spełnienia wymagań.

Limity drgań, temperatury łożysk i inne wymagania mechaniczne KS powinny być takie same jak dla samej maszyny elektrycznej. Straty w zespole koła zamachowego (np. tarcie) należy uwzględnić w ogólnej ocenie strat systemu KS.

W celu określenia charakterystyki geometryczno materiałowej, w tym średnicy, koła zamachowego należy przeprowadzić obliczenia (np. z wykorzystaniem metody elementów skończonych) uwzględniające wpływ temperatury, maksymalnych prędkości. Należy zweryfikować wartości naprężeń, aby zapewnić integralność całej linii wału (wirnika i koła zamachowego) w najgorszych warunkach sieciowych, takich jak zwarcia bliskie KS. Wykorzystać można przy tym podejście opisane w dokumencie [9].

Wartością drgań (szczyt-szczyt) podczas pracy z prędkością znamionową zarówno KS bez koła zamachowego jak i z kołem zamachowym powinna spełniać wymagania normy ISO 20816-2 strefa A oraz ISO 7919, a w przypadku maszyny z dwoma parami biegunów normy PN-EN IEC 60034-14.

Jeśli w technologii koła zamachowego stosowana jest próżnia, należy przewidzieć wszystkie systemy i obwody sterowania, alarmu, bezpieczeństwa, kontroli pomp, temperatury oleju, poziomu, temperatury i chłodzenia dotyczące koła zamachowego. Pompy powinny być redundantne. Należy przewidzieć niezbędne wyposażenie zabezpieczające na wypadek uszkodzenia (kolizji) koła zamachowego. Należy zapewnić odpowiedni reżim temperatury i chłodzenia.

9.12. Wymagania w zakresie hałasu

Głównym źródłem hałasu na stacji elektroenergetycznej są autotransformatory i służące do ich chłodzenia wentylatory.

Kompensator synchroniczny powinien być tak zaprojektowany, aby hałas (poziom ciśnienia akustycznego) kompensatora synchronicznego nie przekraczał 85 dB (A), natomiast na granicy stacji elektroenergetycznej, w której będzie zainstalowany KS poziom hałasu nie przekraczał 50 dB (A) w dzień i 45 dB (A) w nocy lub zgodnie z warunkami środowiskowymi określonymi w pozwoleniu na budowę.

10. Wytyczne dla układów zabezpieczeń

10.1. Wymagania ogólne

Duża zależność bezpieczeństwa pracy kompensatora synchronicznego od dyspozycyjności i poprawności działania zabezpieczeń oznacza, że należy dokładnie rozważyć poziom zapewnianej redundancji. W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu redundancji należy zastosować dwa niezależne systemy, a każdy z nich powinien być zrealizowany na platformach różnych dostawców. Dla napięć przesyłowych i obwodów krytycznych należy zastosować dwa oddzielne i niezależne tory wyłączenia awaryjnego, przy czym każdy ma być z w pełni niezależnym regulowanym zasilaniem oraz oddzielnymi i niezależnymi obwodami wyłączającymi oraz oddzielnymi i niezależnymi cewkami wyłączającymi, tj. na powiązanych wyłącznikach. Zaleca się, aby obwody wyłączające były nadzorowane w położeniu otwartym i zamkniętym wyłącznika, z nadzorem obwodu wstępnego zamykania, w celu monitorowania pełnej ciągłości obwodu wyłączającego.

Pojedyncza awaria systemu zabezpieczeń, obwodu zasilania, przekaźnika pomocniczego, obwodu wyłączającego nie uniemożliwi usunięcia zakłócenia.

System zabezpieczeń powinien zapewniać szybkie czasy działania i eliminacji zwarć, co w przypadku zastosowania cyfrowych rozwiązań układów EAZ opartych na IEC 61850 będzie wymagało tworzenia odpowiedniej infrastruktury telekomunikacyjnej.

Podstawowe zasady dotyczące systemu zabezpieczeń kompensatora synchronicznego są następujące:

- a) Minimalizować w maksymalnym stopniu liczbę wyłączeń systemu KS, czy też redukcję zdolności KS do reagowania na warunki w systemie, które wymagają jego operacyjnej dostępności
- b) Prawidłowo identyfikować zwarcie, problem lub stan błędu
- c) Ile jest to możliwe tylko w razie potrzeby, izolować minimalną liczbę komponentów, podsystemów.
- d) Wyłączyć KS i zastosować odpowiednią blokadę w celu odizolowania uszkodzonej strefy i umożliwienia usunięcia usterki

Awaria interfejsu SCADA nie może skutkować zadziałaniem zabezpieczenia KS.

10.2. Charakterystyka zabezpieczeń

10.2.1. Technologia zabezpieczeń

Przełączniki zabezpieczeniowe powinny również zawierać urządzenia do rejestracji zdarzeń i zakłóceń. Powinny one również umożliwiać stosowanie zaawansowanych wewnętrznych programowalnych funkcji logicznych oraz komunikację przy użyciu stacyjnego systemu zdalnego nadzoru zabezpieczeń (UZDA).

10.2.2. Organizacja urządzeń zabezpieczających

Szafy zabezpieczeń i sterownicze powinny mieć konstrukcję uchylną i stelażową, z dostępem z przodu oraz przeszlone i uszczelnione drzwiczki przednie, przez które można obserwować wskazania urządzeń zainstalowanych w szafie. Dopuszcza się umieszczenie urządzeń zabezpieczających i sterujących dla kilku obwodów we wspólnej szafie. Należy jednak zapewnić właściwą segregację okablowania i listew zaciskowych, aby zapewnić możliwość testowania i konserwacji jednego obwodu bez ryzyka wpływu na pracę innych obwodów znajdujących się pod obciążeniem. Zaleca się, aby konstrukcja instalacji umożliwiała sprawną wymianę podzespołów systemu.

10.2.3. Selektowność zabezpieczeń

W przypadku wystąpienia zwarcia elektrycznego na przyłączy WN, w układzie szyn zbiorczych i układzie zasilania potrzeb własnych, selektywne systemy zabezpieczeń (zabezpieczenie główne) powinny wykryć awarię i zainicjować otwarcie tylko tych wyłączników, których otwarcie jest niezbędne do odłączenia uszkodzonej instalacji lub obwodu od sieci. Układ zabezpieczeń sąsiedniej instalacji lub obwodu może wykrywać awarię, ale musi istnieć rozróżnienie pomiędzy tym zabezpieczeniem a zabezpieczeniem uszkodzonej instalacji lub obwodu. Nie powinno być wyłączenia awaryjnego ze zwłoką czasową, chyba że główne zabezpieczenie nie usunęło awarii. Jeżeli zabezpieczenie główne nie wyeliminowało awarii, powinno zadziałać zabezpieczenie rezerwowe. Rezerwowe układy zabezpieczeń powinny być w stanie rozróżnić główne układy zabezpieczeń, zabezpieczenie od awarii wyłącznika i inne rezerwowe układy zabezpieczeń zainstalowane gdzie indziej w instalacji elektrycznej.

10.2.4. Zabezpieczenie obwodów

W celu zapewnienia bezpieczeństwa ludzi i urządzeń obwody ochronne powinny być dobrze zaprojektowane i obliczone. Urządzenia zabezpieczające powinny być ze sobą skoordynowane z selektywnością, tak aby odłączony został jeden uszkodzony obwód, a zasilanie pozostałych urządzeń pozostawało włączone.

Każdy obwód powinien mieć zabezpieczenie od zwarć i przetężeń. W każdym miejscu potencjalne odbiorniki powinny mieć oddzielne zabezpieczenie.

W przypadku zaniku napięcia sterującego (przełączników, styczników) odpowiednie urządzenia powinny wyłączyć się awaryjnie lub aktywować alarm na obsadzonym załogą stanowisku sterowania.

W połączeniach uziemiających nie należy instalować bezpiecznika, przełącznika ani wyłącznika. Połączenia uziemiające powinny być odłączane tylko razem z całym obwodem w tym samym czasie.

Sterowanie wyłącznikami powinno być tak zorganizowane, aby nie było możliwości automatycznego ponownego załączania i odłączania.

10.2.5. Urządzenia zabezpieczające – Wymagania ogólne

Urządzenia zabezpieczające powinny być zgodne z normą IEC 60947-1:2020.

Wartości znamionowe bezpieczników oraz wartości zadane urządzeń regulowanych powinny być oznaczone na schematach połączeń i wyraźnie oznaczone na samym urządzeniu. Zdolność załączania i wyłączania powinna być dołączona do dokumentacji.

W przypadku wyłączników trójfazowych wszystkie trzy fazy powinny być odłączane jednocześnie.

10.2.6. Zabezpieczenia zwarciove

Dla każdego przewodu nieuziemiionego należy przewidzieć zabezpieczenie zwarciove. Do obwodów głównych należy wykonać obliczenia prądu zwarciovego. Należy wyznaczyć szczytowy prąd zwarciovy i wyłączeniowy symetryczny prąd zwarciovy.

Zdolność wyłączania lub zabezpieczenie powinny być określone na maksymalny prąd zwarcia w miejscu zainstalowania urządzenia zabezpieczającego. Znamionowa zdolność wyłączania powinna wynosić co najmniej wartość skutecznej składowej prądu przemiennego zwarcia I_{ac} (t) w momencie $t = T/2$ (t = czas trwania od początku zwarcia, T = czas trwania jednego cyklu).

Zdolność załączania wyłącznika powinna wynosić co najmniej wartość szczytowego prądu zwarcia obliczonego w miejscu zainstalowania.

Zabezpieczenie zwarciove powinno być niezależne od zasilania z obwodów innych niż obwody zabezpieczone.

W obwodach pomocniczych lub wtórnych zasilanych promieniowo można uwzględnić wyłączniki o niewystarczającej zdolności wyłączania, jeżeli są one skoordynowane z bezpiecznikami znajdującymi się przed nimi lub wyłącznikami o odpowiedniej zdolności wyłączania.

Jeżeli urządzenie zabezpieczające nie jest przeznaczone do wyłączania zwarciovego, należy je skoordynować z odpowiednim urządzeniem, w celu koordynacji czasów działania.

10.2.7. Zabezpieczenie nadprądowe

Zabezpieczenia nadprądowe powinny mieć prądy znamionowe bądź nastawcze i czasy działania jak najniższe, by skutecznie zabezpieczyły chroniony obwód, ale na tyle wysokie, by przetrzymywały wszelkie prądy normalnego użytkowania (w tym prądy załączeniowe obwodu).

W przypadku zabezpieczeń nadprądowych charakterystyka czasowo-prądowa powinna być kompatybilna z obwodem zabezpieczonym i zapewniać selektywność.

Temperatura otoczenia nie powinna mieć wpływu na zabezpieczenie nadprądowe.

10.2.8. Zabezpieczenie podnapięciowe

Zabezpieczenie podnapięciowe powinno być tak dobrane i wyregulowane, aby powodowało otwarcie wyłącznika w przypadku spadku napięcia do 70%–35% napięcia znamionowego. W przypadku zastosowania do wyłączników generatora przekaźnika podnapięciowego jego działanie powinno być opóźnione do 500 ms.

10.2.9. Bezpieczniki

Co do zasady jako zabezpieczenie przeciążeniowe nie należy stosować bezpieczników o wysokich prądach przekraczających 320 A. Bezpieczniki można jednak traktować jako zabezpieczenie zwarciovowe obwodów wysokoprądowych.

W przypadku niższych prądów jako zabezpieczenie przeciążeniowe stosuje się bezpieczniki. Zabezpieczenie nadprądowe powinno reagować przy 110–125% prądu znamionowego ze zwłoką 20–120 s.

Rodzaj bezpiecznika należy zawsze dobrać odpowiednio do rodzaju zabezpieczanego urządzenia.

10.2.10. Zabezpieczenie silnika

Silniki o mocy powyżej 1 kW powinny mieć indywidualne zabezpieczenie przed przeciążeniem i zwarciem. Należy zwrócić uwagę na charakterystykę czasowo-prądową zabezpieczenia przeciążeniowego ze względu na warunki rozruchu silnika. Można rozważyć wstrzymanie w czasie rozruchu, aby uniknąć przypadkowego uruchomienia sprzętu. Zabezpieczenie zwarciovowe powinno działać przez cały czas.

W każdej izolowanej fazie (biegunie) należy zapewnić zabezpieczenie zwarciovowe i przeciążeniowe z następującymi wyjątkami:

- a) do silników prądu stałego można zastosować przekaźnik nadprądowy na jednym biegunie, ale nie zastąpi on wyzwalacza nadprądowego na rozdzielnicy,
- b) do trójfazowych silników prądu przemiennego z izolowanym punktem zerowym wystarczające jest zabezpieczenie przeciążeniowe w dowolnych dwóch z trzech faz,
- c) wyzwalacz nadprądowy do istotnych lub ważnych silników można w razie potrzeby pominąć, gdy silniki są wyposażone w alarm przeciążeniowy,
- d) wyzwalacz nadprądowy w przekładni sterującej można pominąć, jeżeli obwód jest wyposażony w rozdzielacz z zabezpieczeniem nadprądowym,
- e) zabezpieczenie nadprądowe można pominąć w przypadku silników wyposażonych w czujniki temperatury i odłączeniem z powodu przegrzania pod warunkiem odpowiedniego zabezpieczenia kabla zasilającego.

Co do zasady po wyłączeniu awaryjnym przekaźniki nadprądowe należy zresetować ręcznie.

10.2.11. Urządzenia energoelektroniczne

Urządzenia energoelektroniczne powinny być zabezpieczone przed przekroczeniem ich limitów prądowych i napięciowych.

Po zadziałaniu zabezpieczenia powinny zapewniać:

- a) ograniczenie mocy wejściowej lub selektywne odłączenie wadliwych części systemu,
- b) kontrole podczas zatrzymywania napędów,
- c) energia magazynowana w podzespołach i w obwodzie powinna być zabezpieczona i bez szkodliwego wpływu na wyłączenie.

Obwody powyżej 100 A powinny być zabezpieczone przez każde ramię mostu specjalnym bezpiecznikiem półprzewodnikowym. Wyjątek stanowią obwody gaszenia w układach samoregulujących i przetwornicach zasilanych prądem niezależnym od obciążenia. We wszystkich pozostałych urządzeniach można stosować bezpieczniki po stronie wejść/wyjść.

Należy monitorować specjalne bezpieczniki półprzewodnikowe. Aby zapobiec uszkodzeniom, po wyłączeniu awaryjnym należy je wyłączyć natychmiast. Zadziałanie zabezpieczenia powinno wywołać alarm.

Brak bezpieczników jest dopuszczalny, o ile zwarcie nie prowadzi do zniszczenia elementów półprzewodnika.

10.2.12. Zabezpieczenie transformatora

Transformatory mocy powinny być zabezpieczone przed przeciążeniem i zwarciami oraz przed powstałym w jego wyniku wybuchem. Zaleca się zabezpieczenie strony pierwotnej przed zwarciami i przetężeniem. W przypadku gdy strona pierwotna ma zabezpieczenie tylko przed zwarciami, strona wtórna powinna mieć zabezpieczenie przed przetężeniem. Zabezpieczenie po stronie wtórnej powinno być tak dobrane, aby zapewniona była selektywność obwodów zasilanych po stronie wtórnej transformatora i pola zasilającego. Zabezpieczenie przed wybuchem powinno być pasywnym systemem mechanicznym, bez użycia czujników, detektorów, siłowników lub przełączników wysyłających sygnały elektryczne do uruchomienia sekcji dekompresji, system powinien zadziałać w ciągu milisekund przed wzrostem ciśnienia statycznego. Przy doborze zabezpieczenia transformatora mocy można uwzględnić udar prądowy.

10.2.13. Praca z uszkodzoną komunikacją

System zabezpieczeń zapewnia szybkie czasy wyłączenia, oraz prawidłową selektywność działania zabezpieczeń, co wiąże się z wykorzystaniem dedykowanych redundantnych kanałów komunikacyjnych do innych stacji elektroenergetycznych. Jeżeli sprawność komunikacji tych kanałów komunikacyjnych ulegnie pogorszeniu lub zostaną one całkowicie utracone, system zabezpieczeń powinien kontynuować szybkie usuwanie lokalnych zakłóceń w przypadku ich wystąpienia i nie powodować niepotrzebnego wyłączenia awaryjnego. Przekazniki zabezpieczeniowe powinny pełnić funkcje zabezpieczenia impedancyjnego po utracie kanałów komunikacyjnych, umożliwiając usunięcie zwarcia. Selektywność zabezpieczeń musi być zachowana w każdych warunkach.

10.3. Rodzaje zabezpieczeń KS

Dla wszystkich pól należy zapewnić rezerwowanie zabezpieczeń, to znaczy dwa zestawy zabezpieczeń, a mianowicie zabezpieczenie główne i rezerwowe. Zabezpieczenie główne i zabezpieczenie rezerwowe powinny być niezależnymi urządzeniami. Każdy z dwóch zestawów

zabezpieczeń powinien być zasilany z dwóch niezależnych źródeł prądu stałego i dwóch niezależnych rdzeni przekładników prądowych i napięciowych.

W Tabeli 10.1 zestawiono wymagane zabezpieczenia KS. Określają one wymagane funkcje zabezpieczeniowe, jakie powinny spełniać układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Tabela 10.1. Wymagane rodzaje zabezpieczeń KS

Zabezpieczenie	Kod ANSI ³	Funkcja zabezpieczeniowa
różnicowe stabilizowane generatora (nr P1) ⁴	87G	Zabezpieczenie różnicowe generatora z możliwością blokowania od harmonicznych
różnicowe bloku ⁵ (generator, transformator blokowy) (nr P2)	87GT HR	Zabezpieczenie różnicowe bloku generatora-transformator, z możliwością blokowania od harmonicznych
Impedancyjne (nr P3)	21	Zabezpieczenie odległościowe
zerowo-napięciowe (nr P4)	59N	Zabezpieczenie nadnapięciowe zerowe uzwojeń stojana obejmujące 95% uzwojenia
ziemnozwarciowe stojana (dla KS z wodnym chłodzeniem uzwojenia stojana) (nr P5)	64S	Zabezpieczanie od zwarć doziemnych w obwodzie stojana obejmujące 100% uzwojenia
ziemnozwarciowe wirnika (nr P6)	64R	Zabezpieczanie od zwarć w obwodzie wzbudzenia
Nadnapięciowe (nr P7)	59	Zabezpieczenie od nadmiernego wzrostu napięcia generatora
Podczęstotliwościowe (nr P8)	81U	Zabezpieczenie od spadku częstotliwości

³ Oznaczenia usystematyzowane zgodnie z dokumentem „Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i układy z nią współpracujące, stosowane na stacjach elektroenergetycznych WN i NN” kod : PSE-ST.EAZ.NN.WN/2021

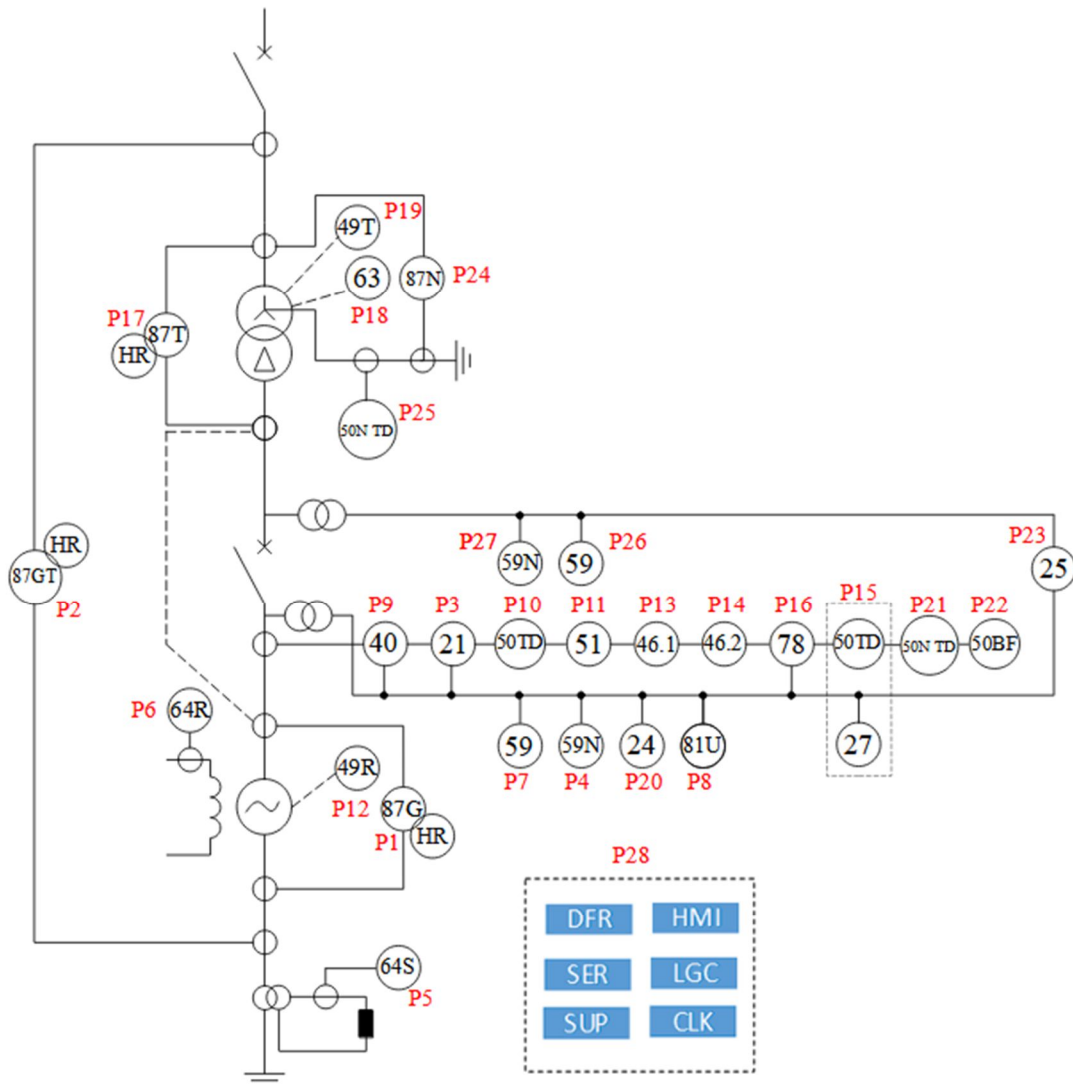
⁴ Dotyczy oznaczeń na rys. 10.1

⁵ Zabezpieczenie opcjonalne

od utraty wzbudzenia (nr P9)	40	Zabezpieczenie impedancyjne od utraty wzbudzenia
nadprądowe zwłoczne (nr P10)	50TD	Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z charakterystyką niezależną
nadprądowe zwłoczne (nr P11)	51	Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne z charakterystyką zależną
od przeciążenia wirnika (nr P12)	49R	Zabezpieczenie od przeciążeń wirnika, reagujące na zmianę temperatury (model cieplny)
od asymetrii obciążenia (nr P13)	46-1	Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną prądu, stopień 1 dla obciążeń długotrwałych
od symetrii obciążenia o charakterystyce zależnej (nr P14)	46-2	Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną prądu, stopień 2 dla obciążeń krótkotrwałych
od przypadkowego załączenia niewzbudzonego KS (nr P15)	50TD,27	Zabezpieczanie nadprądowe i podnapięciowe
od poślizgu biegunów wirnika (nr P16)	78	Zabezpieczanie reagujące na dynamiczną zmianę impedancji
różnicowe z blokowaniem drugą harmoniczną (nr P17)	87T HR	Zabezpieczenie różnicowe transformator, z możliwością blokowania od harmonicznym
Gazowoprzepływowe (nr P18)	63	Zabezpieczanie technologiczne transformatora blokowego
od przeciążenia transformatora blokowego (nr P19)	49T	Zabezpieczenie technologiczne temperaturowe transformatora blokowego, reagujące na zmianę temperatury (model cieplny)
od przewzbudzenia transformatora blokowego (nr P20)	24	Zabezpieczenie reagujące na iloraz napięcia i częstotliwości

ziemnozwarciowe zerowoprądowe bezkierunkowe (nr P21)	50NTD	Zabezpieczenie nadprądowe zerowe
lokalna rezerwa wyłącznikowa (nr P22)	50BF	Zabezpieczenie przed uszkodzeniem wyłącznika
kontrola synchronizmy (nr P23)	25	Układ sprawdzający warunki zgodności amplitudy, fazy i częstotliwości napięć
ziemnozwarciowe strefowe transformatora blokowego (nr P24)	87N	Zabezpieczenie różnicowe reagujące na prąd zerowy
ziemnozwarciowe transformatora (punkt neutralny) (nr P25)	50NTD	Zabezpieczenie nadprądowe zerowe od zwarć jednofazowych
Nadnapięciowe (nr P26)	59	Zabezpieczenie od nadmiernego wzrostu napięcia po stronie dolnego napięcia transformator
zerowo-napięciowe (nr P27)	59N	Zabezpieczenie nadnapięciowe zerowe
Funkcje dodatkowe ogólne		
System rejestracji zakłóceń (nr P28)	DFR	Rejestracja zakłóceń w stanach zagrożenia
System rejestracji zdarzeń (nr P28)	SER	Rejestracja zdarzeń w stanach zagrożenia
System diagnostyki technicznej (nr P28)	SUP	System diagnostyki poprawności pracy urządzenia zabezpieczeniowego
System komunikacji z użytkownikiem (nr P28)	HMI	Porty telekomunikacyjne pozwalające na zdalny nadzór i diagnostykę zabezpieczenia.
Układ logika programowalna (nr P28)	LGC	Układ logiki programowalnej
Zegar czasu rzeczywistego (nr P28)	CLK	Układu zegara wewnętrznego z możliwością zewnętrznej synchronizacji.

Uwaga: Zakresy nastawcze dla poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych powinny być zgodne z wymaganiami przedstawionymi w specyfikacji "Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i układy z nią współpracujące, stosowane na stacjach elektroenergetycznych WN i NN" kod dokumentu PSE-ST.EAZ.NN.WN/2021.



*wszystkie funkcje zabezpieczeniowe powinny zostać zdublowane
(nie dotyczy technologicznych)

Rys. 10.1. Schemat funkcjonalny zabezpieczeń

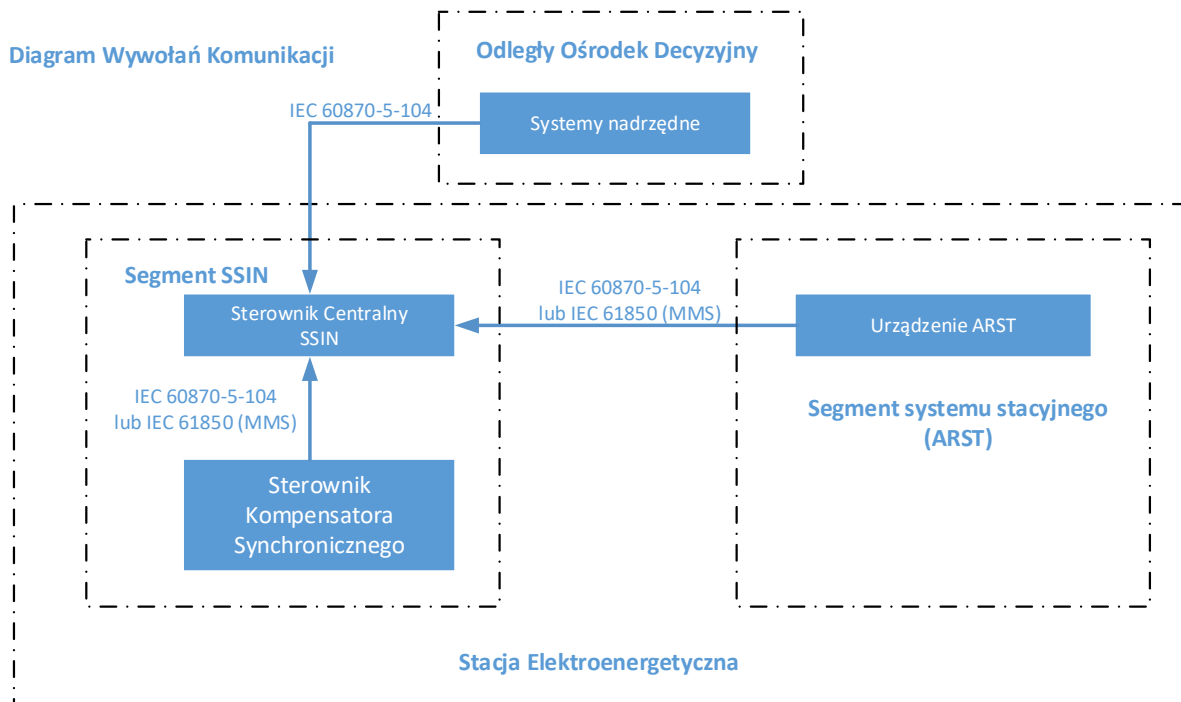
11. Wytyczne dla układów sterowania i monitorowania

11.1. Wymagania ogólne

Układ sterowania powinien umożliwić realizację wszystkich trybów sterowania KS: regulacji mocy biernej, regulacji napięcia, a także sterowanie sekwencją rozruchu i zatrzymania.

11.2. Wymagania dla układu sterowania i monitorowania

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, System Sterownia i Nadzoru Stacji SSIN) to niezbędny system do sterowania i monitorowania procesu w czasie rzeczywistym. Preferowana struktura pracy układu telekomunikacyjnego przedstawiająca wywołania komunikacyjne między poszczególnymi elementami niezbędnymi do poprawnej pracy kompensatora synchronicznego została pokazana na rys. 11.1. Zakłada się, że dane z KS będą przesyłane do dowolnych centrów dyspozytorskich za pomocą mechanizmów dostępnych w SSIN.

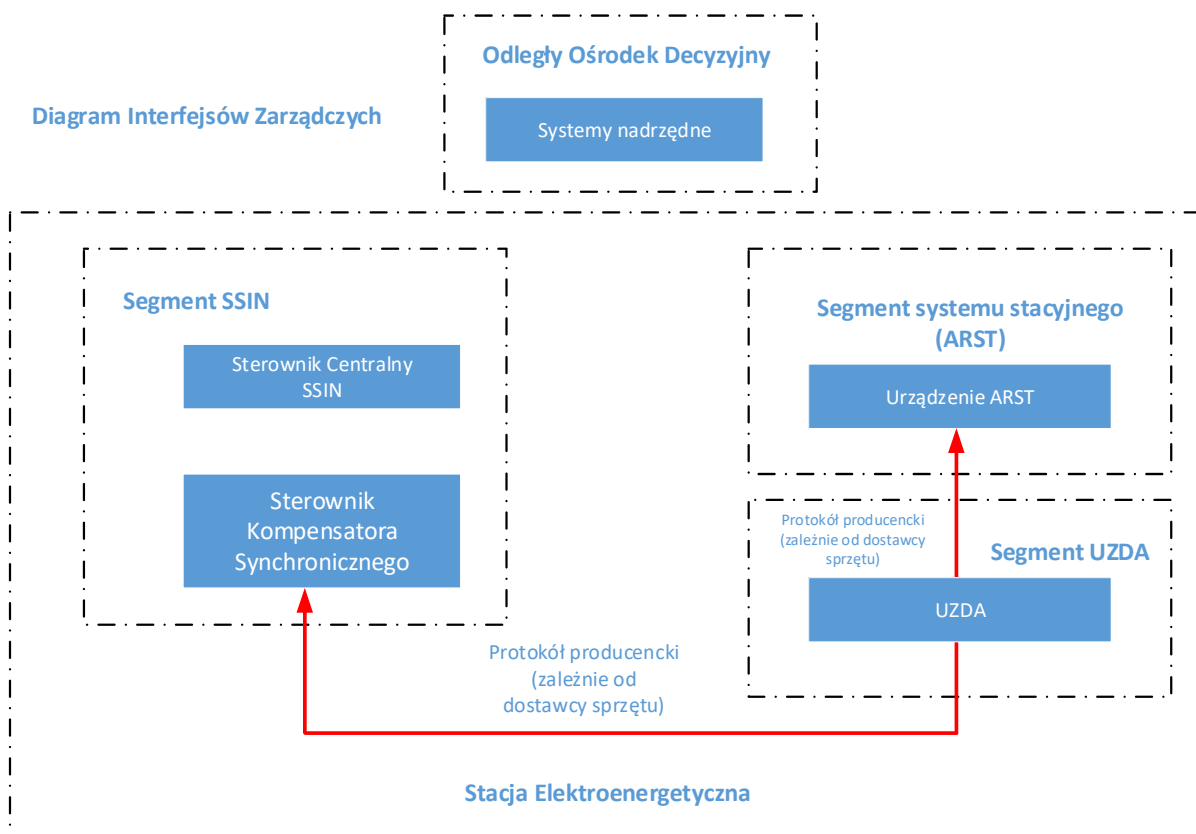


Rys. 11.1. Diagram wywołań komunikacji w układach współpracujących z KS

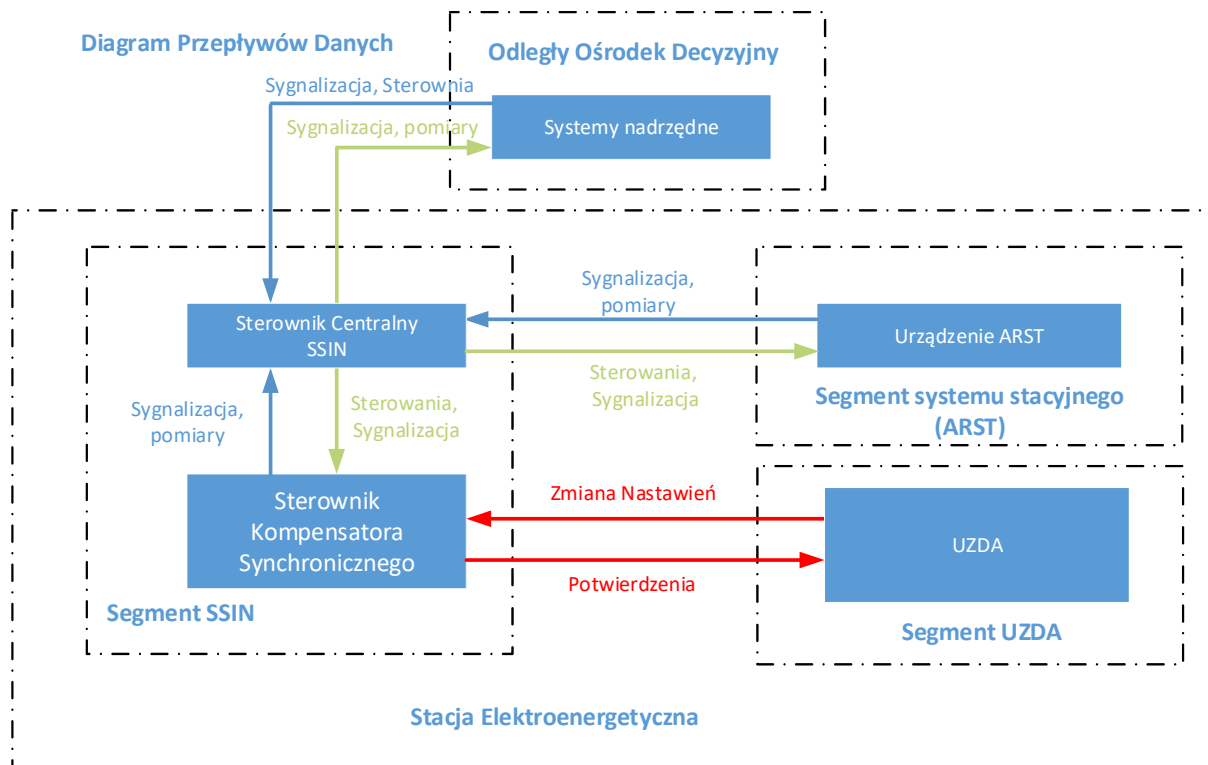
Dodatkowo na rys. 11.2. pokazano diagram interfejsów zarządczych między stacyjnym systemem UZDA a sterownikami współpracującymi z KS. Wymiana danych w ramach interfejsów zarządczych powinna odbywać się z wykorzystaniem łącz Ethernet. Wymagane jest aby zastosowany protokół do administracji, zarządzania i nastawiania urządzeń zapewniał uwierzytelnienie, poufność oraz integralność komunikacji.

Przepływy danych między elementami współpracującymi w ramach KS pokazano na rys. 11.3. Poprawne działania układu KS wymusza przesyłanie zestawu danych sygnalizacyjnych, pomiarowych zgodnie z zaznaczonymi na rys. 11.3 kierunkami przepływu.

Zaleca się aby wszelkie fizyczne układy połączeń telekomunikacyjnych szczególnie dedykowane do współpracy z SSIN realizować w wysokiej dostępności tzw. HA (High Availability).



Rys. 11.2. Diagram interfejsów zarządczych do elementów współpracujących z KS



Rys. 11.3. Diagram przepływów danych ze sterownika KS

11.2.1. Struktura systemu SCADA (SSIN)

System SCADA (SSIN) powinien bazować na dedykowanej bazie danych w czasie rzeczywistym (nie dopuszcza się stosowania bazy danych SQL DB) pracującej zgodnie ze standardem CIM modelu wspólnych informacji (nie dopuszcza się stosowania własnego prywatnego formatu bazy danych oraz translatora/interfejsu zapewniającego format CIM).

System SCADA (SSIN) powinien zapewniać monitorowanie wejść binarnych, zbieranie pomiarów z podłączonych terminali RTU oraz pozwalać na sterowanie infrastrukturą poprzez podłączone terminale RTU. SCADA (SSIN) musi zapewnić „ręczną zmianę elementów schematów w razie awarii terminalu RTU lub utraty połączeń oraz umożliwić umieszczanie na schemacie dodatkowych symboli (np.: uwagi, prace w toku, uziemienie, awarie itp.).

System powinien być wyposażony w środki umożliwiające modyfikację nastaw wartości zadanych dla dostępnych trybów pracy. Odnosi się to do funkcji, która umożliwi regulację wszystkich parametrów sterowania w wybranych granicach.

System SCADA (SSIN) powinien być elastyczny do tego stopnia, aby umożliwiać łączenia się z określonymi systemami sieciowymi oraz zapewniać łączność z terminalami RTU i innymi urządzeniami monitorującymi z protokołami komunikacji energetycznej takimi jak IEC870-5-104, IEC 61850,. Łącza do odległych ośrodków decyzyjnych powinny być stosowane zgodnie z protokołem IEC60870-5-104 (IEC104), Protokół zastrzeżony, używany do łączenia się połączeniami TCP/IP między UZDA a RTU (sterownik KS) wykorzystywany do zdalnego dostępu poprzez (kanał zarządczy), powinien być odpowiednio zabezpieczony, zapewniał uwierzytelnienie, poufność i integralność komunikacji.

11.2.2. Sterowanie i monitorowanie KS

Sterownik powinien realizować funkcje sterownicze opisane w niniejszych wymaganiach. System sterowania musi charakteryzować się wysokimi wskaźnikami niezawodności i dostępności oraz poziomem redundancji umożliwiającym osiągnięcie takiej wydajności. Wymaga się, aby w przypadku sterownika wskaźnik MTBF wynosił minimum 250000 godzin.

Sterownik KS powinien umożliwić modyfikację nastaw wartości zadanych w przypadku dostępnych trybów pracy. Odnosi się to do funkcjonalności, która umożliwi regulację wszystkich parametrów sterowania w ramach dostępnych limitów.

Układ sterowania powinien mieć możliwość zdalnego uruchamiania/zatrzymywania i pełnej kontroli napięcia KS. Wymiana danych będzie realizowana z możliwie najwyższą prędkością dla tego typu układów oraz z zachowaniem zasad cyberbezpieczeństwa.

11.2.3. Interfejs HMI (UZDA)

Interfejs HMI realizowany w ramach systemu UZDA powinien ułatwić nie tylko integrację wszystkich urządzeń pracujących w KS w jeden spójny system, ale oferować również zaawansowane funkcje, związane z logowaniem danych i zdarzeń, wizualizacją, ciągłym monitoringiem kluczowych parametrów, alarmowaniem, obsługą skryptów, systemów zabezpieczeń, raportowaniem, generowaniem trendów, rejestracją danych oraz komunikacją z innymi urządzeniami.

Interfejs HMI współpracujący z UZDA powinien być tak zaprojektowany, aby realizować monitorowanie i sterowanie całym systemem w bezpieczny sposób. System powinien posiadać co najmniej następujące cechy:

- a) Modułowe, zaawansowane, skomputeryzowane sterowanie zespołem KS, które umożliwi sterowanie, wdrożenie, przyszłe zmiany (w razie potrzeby), testowanie i weryfikację.
- b) Język interfejsu graficznego schematu blokowego.
- c) Graficzny system debugowania.
- d) Wbudowaną redundancję i zapasową dostępność w przypadku awarii HMI.
- e) Rozbudowany system bezpieczeństwa zgodny z wymaganiami normy IEC.
- f) Dożywotnia licencja na oprogramowanie wraz z odpowiednimi aktualizacjami oprogramowania.

Interfejs HMI powinien zawierać trendy w czasie rzeczywistym i trendy historyczne. Pomiary dla linii trendu powinny być wybierane ze wszystkich mierzonych punktów.

Lista zdarzeń może być filtrowana, powinna być oznaczona kolorami według poziomu bezpieczeństwa. System powinien przechowywać zdarzenia przez okres nie krótszy niż 3 dni. Starsze zdarzenia powinny być archiwizowane. Każdy nienormalny stan wymagający działania lub interwencji operatora lub konserwacji któregośkolwiek z podsystemów KS powinien być sygnalizowany w sterowni KS i sterowni stacji.

Panele operatorskie HMI powinny generować następujące schematy i dane:

- a) Kompletny schemat jednokreskowy KS zawierający szyny NN i SN oraz pozycje wyłączników.
- b) Szyn NN, pozycje wyłączników w polach odejściowych.
- c) Działania awaryjnego źródła zasilania.
- d) Układu DC zasilania pomocniczego.
- e) Układu zasilania pomocniczego AC.
- f) Danych sieci systemu KS ze wskazaniem.
- g) Systemu KS z systemem rozruchowym.
- h) Systemu chłodzenia KS.
- i) Układu oleju w systemie smarowania KS.
- j) Statusu transformatora rozrusznika statycznego (temperatura uzwojenia).
- k) Stanu rozrusznika statycznego lub stan i pomiary systemu silnika Pony.
- l) Statusu transformatora blokowego KS (temperatura uzwojenia).
- m) Pomiarów dotyczących wału KS i łożysk.
- n) System blokujący.
- o) Systemu zabezpieczeń systemu KS.
- p) Lista zdarzeń.
- q) Lista alarmów.
- r) Lista zwarć.
- s) Legenda oprzyrządowania.

Schematy te powinny wskazywać status, alarmy, napięcia, prądy, wszystkie istotne wartości procesowe (temperatura, ciśnienie, poziom) itp. HMI powinien zapewniać pełną diagnostykę wskazań alarmów i wyłączeń.

11.2.4. Rejestracja zdarzeń i zakłóceń

Przełączniki zabezpieczeniowe powinny zawierać urządzenia do rejestracji zdarzeń i zakłóceń z dużą częstotliwością próbkowania. Rejestrator stanów przejściowych (TFR- Transient Fault Recorder) musi być zintegrowany z systemem sterowania KS. Zabezpieczenia technologiczne muszą być wyposażone w urządzenia (może to być ten sam panel sterowania HMI), które rejestrują główną przyczynę działania zabezpieczenia.

11.3. Funkcje blokowania, synchronizacji, statusu

11.3.1. Funkcja blokowania

System sterowania powinien zapewnić funkcję blokowania. Funkcja ta zapewni dwa sygnały; jeden wskazujący gotowość, a drugi wskazujący potrzebę konserwacji.

Funkcja ta może być zintegrowana jako część algorytmu sterowania.

Sygnały monitorujące muszą mieć co najmniej dwa stany. Sygnał konserwacji musi wskazywać „wszystko w porządku” lub że w KS występuje co najmniej jeden lokalny alarm. Sygnał gotowości musi wskazywać „w pełni gotowy” lub „niegotowy”.

Sygnał gotowości powinien wyraźnie rozróżniać stan niebezpieczny lub stan usterki, który spowoduje, że KS nie będzie w stanie spełniać określonych funkcji - kontroli napięcia itp. - jak określono. Powinien on zapobiegać włączeniu lub wyłączeniu KS, jeśli jest to wymagane. Jednakże, jeśli istnieje stan usterki, który nie zakłóca zdolności KS do reagowania na stan systemu, nie należy zapobiegać włączeniu KS i/lub powinien on nadal działać.

System powinien mieć dwa kluczowe aspekty:

1. Zabezpieczenie przed awarią.
2. Pełne pokrycie.

Aspekt bezpieczeństwa oznacza, że awaria urządzenia lub samego systemu monitorującego musi skutkować wskazaniem awarii. Aspekt pełnego pokrycia oznacza, że każdy problem z komponentem, który może uniemożliwić prawidłową reakcję na poważne zakłócenie systemu lub pełną wydajność, musi być monitorowany. Typowym przykładem jest awaria układu chłodzenia KS co może to skutkować wyłączeniem SC. Jednakże, po usunięciu problemu, KS powinien być w stanie (gotowy) do włączenia.

Sygnał konserwacji to zsumowanie wszystkich możliwych stanów, urządzeń itp., które są wadliwe lub utraciły redundancję, ale nie mają wpływu na działanie KS. Oba te sygnały muszą być starannie zintegrowane z całym systemem sterowania, zabezpieczeń i innymi systemami blokującymi.

11.3.2. Funkcja synchronizacji

Funkcja synchronizacji musi/powinna:

- a) być oparta na mikroprocesorze z wysokim stopniem samokontroli;
- b) zostać zablokowana w przypadku wykrycia awarii wewnętrznej, a do KS zostanie wygenerowany alarm;
- c) mieć regulowany czas trwania impulsów dla napięcia;

- d) jeśli ma to znaczenie dla systemu uruchamiania, posiadać regulację częstotliwości zwiększania/zmniejszania, regulacja odstępów między impulsami;
- e) mieć limity różnicy napięcia i poślizgu regulowane w odpowiednim zakresie;
- f) wysyłać bezpośredni sygnał wyzwolenia (bez przekaźnika pośredniego) do cewki wyłącznika.

Przyjmuje się, że jednostka / funkcja synchronizacji jest częścią systemu sterowania lub częścią systemu rozruchowego.

11.3.3. Funkcja statusu

System powinien monitorować i wykazywać, każdą istotną wewnętrzną awarię zasilania lub awarię komponentu w systemie automatycznego sterowania, a także awarię komponentu systemu sterowania, która skutkuje lub skutkowałaby ciągłą pracą systemu sterowania przy dodatnim lub ujemnym ograniczeniu mocy biernej MVar.

Wykrycie awarii w automatycznych systemach sterowania powinno skutkować wyzwoleniem wyłączników NN.

Wszystkie redundantne elementy i systemy powinny być monitorowane, a status redundancji powinien być wskazywany.

11.4. Cyberbezpieczeństwo

W zakresie zapewnienia cyberbezpieczeństwa należy spełnić wymagania zawarte w standardzie IEEE Std 1686™-2022, a także w specyfikacjach PSE S.A.:

1. Standard budowy systemu sterowania i nadzoru (SSIN) w stacjach elektroenergetycznych, PSE-ST.SSIN.PL/2022v1,
2. Systemy telekomunikacyjne obiektów stacyjnych PSE S.A., PSE-SF.TELE_2022,
3. Standard architektury sieci IP na stacjach elektroenergetycznych PSE SA, PSE-SF.TELE_LAN_IP_SE / 2020,
4. Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i układy z nią współpracujące, stosowane na stacjach elektroenergetycznych WN i NN, PSE-ST.EAZ.NN.WN/2021.

12. Tabele danych gwarantowanych

Zestawienie danych, których producent Kompensatora synchronicznego powinien dostarczyć przedstawiono w Tabeli 12.1

Tabela 12.1 Tabela danych gwarantowanych

Lp.		Identyfikacja urządzenia	
1.	Producent kompensatora synchronicznego		
2.	Oznaczenie typu		
3.	Numer katalogowy		

Lp.	Opis parametru	Wymagane	Gwarantowane
Wymagania ogólne			
4.	Sposób montażu	poziomy	
5.	maksymalna moc bierna indukcyjna *)	100 Mvar, 150 Mvar, 200 Mvar, 250 Mvar, 300 Mvar, 350 Mvar, 400 Mvar	
6.	Napięcie znamionowe kompensatora synchronicznego	≤ 20 kV	
7.	Maksymalna moc bierna pojemnościowa	≥ 50 % wartości maksymalnej mocy biernej indukcyjna	
8.	Moment bezwładności wirnika kompensatora synchronicznego bez dodatkowego koła zamachowego	Informacja, $\text{kg}\cdot\text{m}^2$	
9.	moment bezwładności wału układu kompensatora synchronicznego (w tym koło zamachowe i inne obracające się elementy)	Informacja, $\text{kg}\cdot\text{m}^2$	
10.	Energia kinetyczna wirnika przy prędkości znamionowej kompensatora synchronicznego bez dodatkowego koła zamachowego	Informacja, MWs	
11.	Energia kinetyczna wirnika przy prędkości znamionowej układu kompensatora synchronicznego (w tym koło zamachowe i inne obracające się elementy)	Informacja, MWs	
12.	stała inercji H kompensatora synchronicznego bez dodatkowego koła zamachowego	$2 \geq \text{MWs/MVA}$ (lub s)	
13.	Stała inercji H układu kompensatora synchronicznego	$5 \geq \text{MWs/MVA}$ (lub s)	

	(w tym koło zamachowe i inne obracające się elementy)		
14.	Znamionowa prędkość obrotowa	3000 obr/s (przy jednej parze biegunów) 1500 obr/s (przy dwóch parach biegunów)	
15.	Częstotliwość znamionowa	50 Hz	
16.	Klasa izolacji termicznej/wzrostu temperatury	F/B	
17.	Poziom emisji hałasu, ciśnienie akustyczne	≤ 85 dB (A)	
18.	Poziom emisji hałasu, ciśnienie akustyczne (w punkcie ogrodzenia stacji)	≤ 50 dB (A) w dzień, ≤ 45 (A) w nocy	
19.	Roczna dostępność dla wymuszonych (awaryjnych) przerw w pracy kompensatora synchronicznego	$\geq 98,5\%$	
20.	Roczna dostępność dla planowanych przerw w pracy kompensatora synchronicznego i powiązanych urządzeń	$\geq 99,0\%$	
21.	Straty mocy czynnej	$\leq 1\%$	
22.	rodzaj chłodzenia	Powietrze, woda	
23.	Rodzaj układu wzbudzenia	Bezszcotkowy, statyczny	
24.	Pułap napięcia układu wzbudzenia (krotność znamionowego napięcia zwarcia)	≥ 2	
25.	Reaktancja podprześciowa X_d''	Informacja, pu	
26.	Reaktancja przejściowa X_d'	Informacja, pu	

27.	Reaktancja dla stanu ustalonego Xd	Informacja, pu	
28.	Udział w mocy zwarciowej (krotność mocy znamionowej)	≥ 5	
29.	Wartość mocy zwarciowej	Informacja, MVA	

Uwaga: *) znamionowa moc pozorna KS uwzględnia również straty mocy czynnej

13. Wymagania dotyczące prób i testów

13.1. Testy typu kompensatora synchronicznego

Szczegółowa lista fabrycznych testów odbiorowych (FAT) zostanie określona dla wybranego rozwiązania kompensatora synchronicznego. Poniżej przedstawiono listę, która nie ma charakteru zamkniętego.

- a) Test zwarcia chwilowego w celu określenia parametrów reaktancji przejściowej i podprzejściowej oraz zapewnienia stabilności uzwojenia podczas nagłego zwarcia.
- b) Wyznaczanie impedancji dla składowej kolejności przeciwej i zerowej.
- c) Wyznaczanie współczynnika kształtu fali napięcia i całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznym THF.
- d) Próba cieplna zwarcia przy znamionowym ciśnieniu i parametrach chłodzenia z jedną chłodnicą poza obwodem przy dwóch trzecich znamionowego prądu stojana. W przypadku niesymetrycznej konfiguracji chłodnicy należy przeprowadzić test ze wszystkimi możliwymi wariantami jednej chłodnicy poza obwodem.
- e) Pomiar drgań na wszystkich płaszczyznach uzwojenia stojana w odpowiednich miejscach na każdym końcu oraz w innych krytycznych miejscach, które zostaną wskazane przez PSE S.A, dla następujących warunków:
 - i) Praca w warunkach obwodu otwartego.
 - ii) Praca w warunkach zwarcia.
 - iii) Nagłe zwarcie.
 - iv) Warunek spoczynku (braku drgań) - z testem młotkowym.

Wyniki powyższych testów muszą wykazać, że uzyskane wartości mieszczą się w normalnych granicach roboczych zapewniających długotrwałą, zadowalającą pracę urządzenia oraz że nie ma żadnych komponentów ani części, których częstotliwość rezonansowa byłaby zbliżona do częstotliwości roboczych lub 100 Hz.

Powyższe testy powinny być przeprowadzane z zachowaniem wszystkich warunków/parametrów jak najbardziej zbliżonych do warunków panujących na miejscu zainstalowania, przy czym wszystkie wbudowane układy pomiarowe (takie jak RTD itp.) powinny być odpowiednio okablowane, a odczyty zarejestrowane.

Podczas różnych testów należy również zmierzyć drgania łożysk i wysięgu wału ze wzbudzeniem i bez niego. Należy również rejestrować różne parametry łożysk, układu chłodzenia i warunków środowiskowych (takich jak temperatura itp.).

13.2. Testy typu statycznego układu wzbudzenia

W przypadku statycznego układu wzbudzenia należy przeprowadzić następujące testy typu:

- a) Wszystkie testy typu i testy specjalne transformatora wzbudzenia zgodnie z normą IEC 60076-11.
- b) Testy typu wyłącznika wzbudzenia zgodnie z IEEE C-37-18.
- c) Test wzrostu temperatury panelu konwertera przy wartości znamionowej MCR. Należy również wykazać maksymalne warunki pracy układu wzbudzenia.
- d) Jeśli używane są szynoprzewody, należy je przetestować pod kątem materiału. Jedna sekcja powinna zostać przetestowana pod kątem wzrostu temperatury, dynamicznego i krótkotrwałego testu prądu, testu stopnia ochrony i jednogodzinowego testu wytrzymałości na wysokie napięcie o częstotliwości sieciowej zgodnie z PN-EN 61439-6.
- e) Test służący do oszacowania zdolności rozładowania rezystorów rozładowczych wzbudzenia kolejno dla co najmniej dwóch rozładowań.
- f) Test wytrzymałości na przepięcia wejściowe i wyjściowe (SWC): Oscylacyjne testy SWC powinny być przeprowadzane zgodnie z IEEE C37.90.1-2012. Testy szybkich stanów przejściowych SWC należy przeprowadzić zgodnie z IEEE C37.90.1-2012 / IEC 60255-22-04-2008.
- g) Panele sterownicze układu wzbudzenia:
 - i) Test wygrzewania modułu elektronicznego.
 - ii) Test termiczny na sucho zgodnie z normą IEC 68-2-2 lub równoważną dla modułów elektronicznych
 - iii) Test w wilgotnym cieple zgodnie z IEC 68-2-3 lub równoważny dla modułów elektronicznych.
- h) Test stopnia ochrony paneli systemu wzbudzenia.
- i) Testy tyrystorów zgodnie z odpowiednią normą międzynarodową.

14. Wytyczne dla układów ochronnych

14.1. Ochrona od bezpośrednich uderzeń pioruna

Zastosowana ochrona odgromowa powinna spełniać wymagania normy PN-EN 62305 oraz wynikać z dobrych praktyk stosowanych w zakresie stacji elektroenergetycznych przez PSE S.A. opisanych w standardzie [18]. Jako ochronę od bezpośrednich uderzeń pioruna w stacjach elektroenergetycznych należących do PSE S.A. należy stosować zwody pionowe. Zwody te mogą być instalowane jako wolnostojące lub mieć formę iglic zamontowanych na konstrukcjach wsporczych oszynowania górnego rozdzielni. Jeżeli nie ma możliwości wykonania ochrony odgromowej za pomocą zwodów pionowych, np. w przypadku przewodów oszynowania górnego, w uzgodnieniu z PSE S.A., dopuszcza się uzupełnienie ochrony odgromowej poprzez rozwieszenie linek odgromowych. Dopuszcza się wykorzystanie słupów krańcowych w pobliżu stacji i uwzględnienia ich wysokości do ochrony odgromowej stacji.

Budynki technologiczne znajdujące się na terenie stacji mogą być chronione przy pomocy zwodów pionowych służących podstawowo do ochrony urządzeń elektroenergetycznych. Jeżeli budynek technologiczny znajdzie się poza strefą ochrony od zwodów pionowych, należy zastosować ochronę indywidualną.

14.2 Ochrona przed przepięciami

Należy przeprowadzić dokładne badanie koordynacji izolacji w celu określenia wymagań projektowych izolacji, poziomów izolacji, wartości znamionowych ograniczników przepięć, odległości i prześwitów.

Przy doborze ograniczników przepięć powinny mieć zastosowanie odpowiednie normy PN-EN 61643, PN-EN 60099 oraz standardy techniczne PSE S.A, w tym standard [18] .

15. Wytyczne do analiz

15.1. Badania projektowe i przedprodukcyjne

Na etapie projektowym należy przeprowadzić analizy projektowe i badania symulacyjne niezbędne do prawidłowego zaprojektowania systemu KS. Raporty z przeprowadzonych badań powinny zawierać założenia, opis projektu regulatorów, parametry regulatorów, metody badań, wyniki, istotne ustalenia i wnioski.

Badania mają również na celu określenie wartości znamionowych i wymagań projektowych dla urządzeń i materiałów, które będą wykorzystywane w układzie KS.

15.2. Badania stanów statycznych i dynamicznych

Należy przeprowadzić badania stanów statycznych i dynamicznych systemu elektroenergetycznego, aby określić najlepszą lokalizację KS w sieci, a także aby zweryfikować i wykazać w sposób zadowalający że KS spełnia określone wymagania w zakresie efektywności i wydajności.

Podczas wykonywania projektów należy wziąć pod uwagę wszystkie tryby pracy KS określone w niniejszych wymaganiach oraz najgorsze warunki systemowe, w tym zdarzenia N-1.

Badania symulacyjne systemu elektroenergetycznego mogą obejmować, ale nie ograniczać się do:

- a) analizy stanów ustalonych i quasi-ustalonych (rozpływ mocy czynnej i biernej, prądy zwarciove),
- b) analizy stanów dynamicznych i przejściowych (RoCoF, FRT – chwilowe załamanie się napięcia).

15.3. Badania układów sterowania i zabezpieczeń

Koncepcja automatyki zabezpieczeniowej powinna być zgodna z zawartymi w tym dokumencie wymaganiami i zapewniać, że KS lub jakakolwiek jego część wyłączy się tylko w przypadku awarii elementu, który ma krytyczne znaczenie. Awaria KS powinna prowadzić do wyłączenia tylko urządzenia, które uległo uszkodzeniu. Pozostałe komponenty powinny pozostać sprawne.

Działanie KS powinno być w pełni oddzielone i odpowiednio zabezpieczone przed wszelkimi niepożądanymi interakcjami w zakresie stabilności dynamicznej, niestabilnymi trybami pracy i rezonansami, wewnętrznymi i zewnętrznymi zwarciami KS oraz zakłóceniami radiowymi.

Na etapie projektu należy przedstawić obliczenia poziomów nastaw zabezpieczeń wraz z zasadami projektowania i koordynacji zabezpieczeń. Szczegółowe studium koordynacji

zabezpieczeń musi być zatwierdzone przed uruchomieniem jakiegokolwiek instalacji lub rozdzielnic.

Należy podać skróconą listę ustawień zabezpieczeń. Koordynacja zabezpieczeń obejmuje zmiany wymagane dla zabezpieczeń szyn zbiorczych, ustawień i całego systemu KS.

15.4. Inne badania

Należy przeprowadzić badania akustyczne, aby zapewnić spełnienie wymagań w zakresie hałasu (sekcja 9). Po instalacji należy zmierzyć poziomy dźwięku, aby upewnić się, że wymagania zostały spełnione.

15.5. Modele symulacyjne

Należy dostarczyć i zweryfikować modele cyfrowe, które będą umożliwiać symulację KS, a także układów regulacji, w zakresie stanów ustalonych, i dynamicznych w różnych horyzontach czasowych. Modele powinny umożliwiać przeprowadzenie badań symulacyjnych z wykorzystaniem oprogramowania PSCAD, PowerFactory, a także innego uzgodnionego oprogramowania. Finalne modele powinny zostać ostatecznie skorygowane i zweryfikowane zgodnie z wynikami uzyskanymi podczas testów SAT. W przypadku każdego z modeli należy dostarczyć model zastępczy odwzorowujący system elektroenergetyczny w punkcie PCC przyłączenia do sieci.

16. Budynek

Budynek kompensatora synchronicznego występujący na stacji elektroenergetycznej powinien być realizowany zgodnie z aktualnymi przepisami krajowymi w zakresie budynków technicznych oraz ze standardowymi specyfikacjami funkcjonalnymi obowiązującymi w PSE S.A., które dotyczą budynków.