

Załącznik do Zarządzenia nr 37/2014

Standard techniczny nr 3/2014 dla układów
elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej
w TAURON Dystrybucja S.A. *
(wersja pierwsza)

Kraków, lipiec 2014 r.

* tekst ujednolicony obejmujący zmianę numeru standardu technicznego wprowadzoną Zarządzeniem nr 42/2017 z dnia pierwszego sierpnia 2017 roku

Opracowali:	1. Jacek Wesolowski	Biuro Serwisu Energetycznego Centrala	Za Zespół: TAURON Dystrybucja S.A. Oddział we Wrocławiu Za Kierownika Działu Eksploatacji <i>Jacek Floryn</i> SZEF BIURA STANDARYZACJI <i>Zdzisław Koszkuł</i>
	2. Zbigniew Nykiel	Wydział Zabezpieczeń i Telemechaniki Oddział Jelenia Góra	
	3. Maciej Dawidowski	Dział Eksploatacji Oddział Legnica	
	4. Zbigniew Oblicki	Wydział Zabezpieczeń i Telemechaniki Oddział Opole	
	5. Tadeusz Wołowicz	Wydział Zabezpieczeń i Telemechaniki Oddział Wałbrzych	
	6. Jacek Floryn	Dział Eksploatacji Oddział Wrocław	
	7. Adam Czader	Wydział Automatyki i Zabezpieczeń Oddział Bielsko-Biała	
	8. Marek Krupa	Wydział Automatyki i Zabezpieczeń Oddział Będzin	
	9. Andrzej Kaczmarzyk	Wydział Automatyki i Zabezpieczeń Oddział Częstochowa	
	10. Janusz Baracz	Wydział Automatyki i Zabezpieczeń Oddział Kraków	
	11. Aleksander Gawryał	Wydział Automatyki i Zabezpieczeń Oddział Tarnów	
	12. Jacek Balcerzak	Dział Utrzymania Sieci Oddział Gliwice	
Sprawił:	Zdzisław Koszkuł	Szef Biura Standaryzacji	<i>Zdzisław Koszkuł</i>

Sprawił pod względem formalno-prawnym:		Radca Prawny	<i>Małgorzata Lisiak-Wańczyk</i> Radca Prawny
--	--	--------------	--

Zaakceptował:	Mirosław Janik	Dyrektor Departamentu Majątku Sieciowego	<i>Mirosław Janik</i> TAURON Dystrybucja S.A. Dyrektor Departamentu Majątku Sieciowego
---------------	----------------	--	---

Odpowiedzialny za aktualizację:	Biuro Standaryzacji		
---------------------------------	---------------------	--	--

Spis treści

1.	Podstawa opracowania	4
2.	Zakres stosowania.....	4
3.	Opis zmian	4
4.	Cel opracowania	4
5.	Definicje i skróty	4
6.	Ogólne wymagania techniczne w zakresie EAZ i obwodów wtórnych.	6
7.	Wymagania dotyczące EAZ poszczególnych typów pól.....	10
7.1.	Zabezpieczenia linii 110 kV i łączników szyn 110 kV.	10
7.2.	Zabezpieczenia linii SN.....	13
7.3.	Zabezpieczenia transformatorów 110 kV/SN.	14
7.4.	Zabezpieczenia transformatorów potrzeb własnych i uziemiających.....	16
7.5.	Zabezpieczenia pól pomiaru napięcia, baterii kondensatorów, łączników szyn SN.	16
8.	Wymagania w zakresie automatyki stacyjnych.	17
8.1.	Lokalna rezerwa wyłącznikowa 110 kV (LRW).....	17
8.2.	Zabezpieczenie szyn 110 kV (ZSZ).	18
8.3.	Lokalna rezerwa wyłącznikowa rozdzielni SN.	18
8.4.	Układ zabezpieczenia szyn rozdzielni SN (ZSZ).....	18
8.5.	Zabezpieczenia łukochronne rozdzielni SN w izolacji powietrznej.....	18
8.6.	Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) wraz z automatyką samoczynnego ponownego załączenia po SCO (SPZ po SCO).	19
8.7.	Regulacja napięcia transformatora (ARN).....	19
8.8.	Automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR) 110 kV.....	20
8.9.	Automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR) SN.....	20
8.10.	Automatyka wymuszania składowej czynnej (AWSC).....	21
8.11.	Automatyczna regulacja indukcyjności dławika (ARL).....	21
8.12.	Automatyka samoczynnego ponownego załączenia (SPZ).....	22
8.13.	Automatyka sterowania chłodzeniem transformatorów.	22
9.	Wymagania w zakresie rejestracji zdarzeń i zakłóceń.	22
10.	Wymagania odnośnie przekładników do współpracy z EAZ.	24
11.	Wymagania dotyczące rozdzielnic potrzeb własnych RPWP 400/230 V AC, RPWS 220 V DC i RPWG 230 V AC.....	26
11.1.	Rozdzielnica potrzeb własnych prądu przemiennego RPWP 400/230 V AC.	26
11.2.	Rozdzielnica potrzeb własnych prądu stałego RPWS 220 V DC.....	27
11.3.	Baterie akumulatorów 220 V DC.....	28
11.4.	Rozdzielnica potrzeb własnych napięcia gwarantowanego RPWG 230 V AC	28
12.	Załączniki	29

1. Podstawa Opracowania

Podstawą dla opracowania niniejszego Standardu są:

- normy i przepisy wg Załącznika nr 1,
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej,
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A.

2. Zakres stosowania

- 2.1. Standard techniczny nr 3/2014 dla układów automatyki zabezpieczeniowej w TAURON Dystrybucja S.A.¹ (dalej: Standard) zawiera podstawowe wymagania techniczne, które powinna spełniać automatyka zabezpieczeniowa zabudowana w sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A.
- 2.2. Standard obowiązuje od dnia jego wprowadzenia stosownym Zarządzeniem Prezesa Zarządu TAURON Dystrybucja S.A. i należy stosować w przypadkach: budowy, rozbudowy oraz przebudowy sieci i urządzeń wysokiego i średniego napięcia.
- 2.3. W przypadkach remontu istniejących układów automatyki zabezpieczeniowej należy stosować zasady, które zostały zastosowane przy ich budowie.
- 2.4. Rozwiązania odbiegające od wymagań zawartych w Standardzie powinny uzyskać akceptację Biura Standaryzacji TAURON Dystrybucja S.A. zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie procedurami.
- 2.5. Zmiana treści oraz wyglądu Załączników do niniejsze Standardu jest dokonywana samodzielną decyzją Dyrektora Departamentu, w kompetencjach którego leży obszar standaryzacji w TAURON Dystrybucja S.A., o ile zmiany te nie stoją w sprzeczności z postanowieniami obowiązujących regulacji wewnętrznych i wewnątrz korporacyjnych.
- Wskazane zmiany nie są traktowane, jako zmiana samego Standardu. Projekty zmian Załączników opracowuje i przedstawia Dyrektorowi Departamentu Biuro Standaryzacji.
- 2.6. W sprawach, w których przed dniem wejścia w życie niniejszego Standardu zawarto umowę lub wydano warunki przyłączenia - albo w inny sposób powołano się na dotychczas obowiązujące zasady, stosuje się te dotychczasowe zasady, chyba że strony umówią się na zastosowanie niniejszego Standardu.

3. Opis zmian

Ze względu na zmiany w strukturze organizacyjnej TAURON Dystrybucja S.A. dokonano zmiany treści zapisów w pkt 2. oraz numeru Standardu.

4. Cel opracowania

Opracowanie ma na celu ujednoczenie stosowanych układów zabezpieczeniowych rozdzielni 110 kV i SN w szczególności podczas:

- opracowywania wytycznych projektowych do budowanych i modernizowanych obiektów,
- określania warunków przyłączenia dla podmiotów kwalifikowanych do II i III grupy przyłączeniowej.

5. Definicje i skróty

Nieulotna pamięć zabezpieczenia – pamięć zachowująca dane także po odłączeniu zasilania, jest to tzw. pamięć danych.

Pole rozdzielcze – zespół aparatów zabezpieczeniowych, łączeniowych, sterowniczych, pomiarowych oraz innych urządzeń pomocniczych związanych z rozdziałem i przesyłaniem energii elektrycznej.

¹ zmiana numeru standardu technicznego wprowadzona Zarządzeniem nr 42/2017 z dnia pierwszego sierpnia 2017 roku

Standard COMTRADE (ang. Common format for Transient Data Exchange for power system) – międzynarodowy format zapisu elektroenergetycznych przebiegów chwilowych pochodzących z rejestratorów zakłóceń.

Układ LT – praca rozdzielnicy 110 kV w układzie – pole transformatorowe zasilane z linii 110 kV. Rozdzielnica stanowi jedno pole.

Układ H5 – praca rozdzielnicy 110 kV w układzie mostkowym pięcio-wyłącznikowym. Rozdzielnica wyposażona jest w 2 pola liniowe, w 2 pola transformatorowe oraz pole łącznika szyn. W każdym z pól zabudowany jest wyłącznik.

Układ 1S – praca rozdzielnicy 110 kV w układzie z jednym sekcjonowanym układem szyn zbiorczych. Rozdzielnica wyposażona jest w co najmniej 3 pola liniowe, co najmniej 2 pola transformatorowe, 2 pola pomiarowe oraz pole łącznika szyn. Układ 1S można maksymalnie rozbudować do 6 pól liniowych i transformatorowych (tzn. suma pól liniowych i transformatorowych nie może przekroczyć 6).

Układ 2S – praca rozdzielnicy 110 kV w układzie z podwójnym sekcjonowanym układem szyn zbiorczych. Podwójny system szyn zbiorczych sekcjonowany jest odłącznikami, a do połączenia sekcji służy podłużno–poprzeczny łącznik szyn. Każde pole połączone jest z obydwoma systemami poprzez dwa odłączniki szynowe i wyłącznik.

**) Szczegóły techniczne odnośnie konfiguracji układów LT, H5, 1S i 2S będą przedstawione w odrębnych standardach technicznych.*

EAZ - elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

SCO - samoczynne częstotliwościowe odciążanie

SZR - samoczynne załączenie rezerwy

SPZ - samoczynne ponowne załączenie

LRW - lokalna rezerwa wyłącznikowa

ZSZ - zabezpieczenie szyn zbiorczych

ARN - automatyczna regulacja napięcia

AWSC - automatyka wymuszania składowej czynnej prądu

ARL - automatyczna regulacja indukcyjności dławika

TPW - transformator potrzeb własnych

SSiN - system sterowania i nadzoru

WZ - cykl "wyłącz-załęcz" podczas działania automatyki SPZ

WZW - cykl "wyłącz-załęcz-wyłącz" podczas działania automatyki SPZ

DNI - pierwsza dolna strona napięcia transformatora 3-uzwojeniowego

DNII - druga dolna strona napięcia transformatora 3-uzwojeniowego

DTR – dokumentacja techniczno – ruchowa urządzenia

NN – skrót, najwyższe napięcie (220 kV, 400 kV)

WN – skrót, wysokie napięcie (110 kV)

SN – skrót, średnie napięcie (6 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV)

nN – skrót, niskie napięcie (230 V, 400 V, 500 V)

GPZ – Główny Punkt Zasilający

GPO – Główny Punkt Odbioru

Odczep pasywny – rodzaj odczepu, kiedy w stacji odczepowej zabudowane są tylko urządzenia odbiorcze energii elektrycznej (brak źródeł energii elektrycznej).

Odczep aktywny – rodzaj odczepu, kiedy w stacji odczepowej zabudowane są, między innymi, źródła energii elektrycznej.

6. Ogólne wymagania techniczne w zakresie EAZ i obwodów wtórnych.

- 6.1. Zabezpieczenia powinny być wyposażone w odpowiednią liczbę swobodnie konfigurowalnych wejść i wyjść binarnych. Minimalna liczba wejść i wyjść binarnych w danej aplikacji jest definiowana przez komórkę odpowiedzialną za EAZ w zależności od obiektu i potrzeb.
- 6.2. Wejścia binarne zabezpieczeń powinny pracować w zakresie od 90 V do 250 V. Obwody wejść binarnych zabezpieczeń terminali zabezpieczeniowych powinny być przystosowane do badań probierczym napięciem o wartości min. 500 V.
- 6.3. Zabezpieczenia powinny być wyposażone w odpowiednią liczbę swobodnie konfigurowalnych elementów sygnalizacyjnych umożliwiających sygnalizację pobudzenia i zadziałania funkcji zabezpieczeniowych i stanów zakłóceń. Minimalna liczba elementów sygnalizacyjnych w danej aplikacji jest definiowana przez komórkę odpowiedzialną za EAZ w zależności od obiektu i potrzeb.
- 6.4. Urządzenia EAZ powinny posiadać metalowe obudowy dostosowane do przewidywanego sposobu montażu w poszczególnych aplikacjach.
- 6.5. Zabezpieczenia powinny być wyposażone w funkcję kontroli ciągłości obwodów wyłączających.
- 6.6. Zabezpieczenia powinny posiadać co najmniej dwa wybieralne banki nastaw, których wybór powinien być również możliwy zdalnie.
- 6.7. Dostęp do zmiany nastaw i konfiguracji zabezpieczeń powinien być chroniony poprzez system ochrony dostępu.
- 6.8. Urządzenia EAZ przeznaczone dla pól SN muszą posiadać menu w języku polskim.
Urządzenia EAZ przeznaczone dla pól 110 kV powinny posiadać menu w języku polskim. W uzasadnionych przypadkach² dopuszcza się menu w języku angielskim.
- 6.9. Oprogramowanie służące do zmiany nastawień, konfiguracji zabezpieczeń oraz odczytu danych z rejestratorów zdarzeń i zakłóceń powinno być w języku polskim. W uzasadnionych przypadkach¹ dopuszcza się menu w języku angielskim. Oprogramowanie to powinno pracować w środowisku Windows wersji XP lub wyższej.
- 6.10. Instrukcje obsługi zabezpieczeń muszą szczegółowo opisywać każdą funkcję zabezpieczenia w języku polskim.
- 6.11. Zabezpieczenia powinny realizować funkcje samokontroli i blokowania w przypadku uszkodzeń oraz być wyposażone w styk „live contact”.
- 6.12. Urządzenia EAZ powinny być wyposażone w niezależne interfejsy komunikacyjne służące do:
 - współpracy z systemem sterowania i nadzoru,
 - realizacji kanału inżynierskiego,
 - lokalnej komunikacji z urządzeniem.
- 6.13. Zabezpieczenia i regulatory, w których dla realizacji funkcji zabezpieczeniowych lub regulacyjnych wymagana jest wymiana informacji z innym zabezpieczeniem, wyposaża się w dodatkowe interfejsy komunikacyjne.
- 6.14. Zabezpieczenia spełniające rolę sterowników polowych powinny być wyposażone w wyświetlacz graficzny przedstawiający stan wszystkich łączników w polu oraz w miarę potrzeb automatyki w polu.

² Decyzję o zaistnieniu istotnych przesłanek do dopuszczenia wersji angielskiej oprogramowania podejmują komórki odpowiedzialne za EAZ.

- 6.15. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe, w polach 110 kV, powinny współpracować z odrębnymi obwodami pomiarowymi (prądowymi i napięciowymi), oraz obwodami sterowniczymi.
- 6.16. Na poziomie rozdzielni w stacji elektroenergetycznej należy dążyć do zachowania jednolitego systemu zabezpieczeń.
- 6.17. Sterownik polowy powinien zapewniać możliwość sterowania wszystkimi łącznikami pola wyposażonymi w napędy elektryczne.
- 6.18. W rozdzielni 110 kV przewiduje się następujące poziomy sterowania łącznikami wyposażonymi w napędy elektryczne:
- z nadrzędnego systemu sterowania i nadzoru (wszystkimi łącznikami)
 - z centrum lokalnego sterowania (wszystkimi łącznikami),
 - ze sterownika polowego (wszystkimi łącznikami),
 - z szaf sterowniczo-przełącznikowych z pominięciem sterownika polowego (wszystkimi łącznikami),
 - z szaf kablowych (wszystkimi łącznikami, przy czym wyłącznikiem tylko na wyłączenie),
 - z napędów poszczególnych łączników.
- 6.19. W polach SN przewiduje się następujące poziomy sterowania łącznikami wyposażonymi w napędy elektryczne:
- z nadrzędnego systemu sterowania i nadzoru (wszystkimi łącznikami),
 - z centrum lokalnego sterowania (wszystkimi łącznikami),
 - ze sterownika polowego (wszystkimi łącznikami).
- 6.20. Powinna istnieć możliwość sterowania elektrycznym wyłącznikiem strony dolnej transformatora zasilającego i pola łącznika szyn SN za pomocą sterowników w szafach sterowniczo-przełącznikowych pól 110 kV transformatora i łącznika szyn.
- 6.21. Napędy wyłączników 110 kV i SN zasilane są napięciem 220 V DC z wydzielonych obwodów okrężnych.
- 6.22. Wyłączniki 110 kV powinny być wyposażone w dwie cewki wyłączające i jedną załączającą. Wyjątek stanowią wyłączniki 110 kV przeznaczone do pól 110 kV transformatorów zasilających, w których należy stosować trzy cewki wyłączające i jedną cewkę załączającą. Trzecia cewka wyłączająca dedykowana jest w tym przypadku dla zabezpieczenia autonomicznego transformatora.
- Wyłączniki SN powinny być wyposażone w dwie cewki wyłączające i jedną załączającą.
- 6.23. Sterowanie operacyjne na załączenie wyłącznika powinno uruchamiać funkcje „załączenie na zwarcie”. W szczególności w polach linii sterowanie operacyjne na załączenie wyłącznika powinno przejściowo blokować SPZ.
- 6.24. Wymagane jest odwzorowanie lokalne stanu położenia łączników:
- a. dla pól rozdzielni 110 kV wszystkich łączników
 - na wyświetlaczach sterowników polowych,
 - na elementach sygnalizacyjnych (wskaźnikach położenia, sterownikach) nie związanych ze sterownikiem polowym,
 - b. dla pól rozdzielni SN
 - na wyświetlaczach sterowników polowych wszystkich łączników,
 - na elementach sygnalizacyjnych (wskaźnikach położenia, sterownikach) tylko wyłącznika,
- 6.25. Wymagana jest lokalna sygnalizacja zadziałania funkcji zabezpieczeniowych oraz stanów zakłóceń w poszczególnych polach (takich jak zaniki napięć pomocniczych, rozbrojenie napędu wyłącznika, obniżenie ciśnienia SF6). Sygnalizację należy realizować na terminalach zabezpieczeniowych pól.
- 6.26. Zadziałanie poszczególnych zabezpieczeń fabrycznych transformatorów i dławików powinno być sygnalizowane lokalnie we właściwych polach.
- 6.27. W stacjach 110 kV/SN tworzy się trzy grupy sygnałów ogólnych (AI, Up, Aw) odrębnie dla rozdzielni 110 kV, SN i potrzeb własnych.
- 6.28. Z potrzeb własnych 220 V DC i 230/400 V AC sygnalizowane są lokalnie stany zakłóceń i awaryjne w szczególności dotyczące m.in.: stanów:
- doziemienia,

- awarii prostowników,
 - obniżki lub zaniku napięć,
 - utraty ciągłości baterii akumulatorów,
 - itd.
- 6.29. Akwizycja sygnałów alarmowych i zakłóceń generowanych w poszczególnych polach powinna być realizowana przez zabezpieczenia i sterowniki polowe tych pól.
- 6.30. W szczególnych przypadkach dopuszcza się przesłanie sygnału z danego pola na sygnalizację centralną, o ile nie ma możliwości przyjęcia sygnału na poziomie tego pola.
- 6.31. Stacje 110 kV/SN i SN/SN wyposaża się w sygnalizację centralną.
Na sygnalizacji centralnej odwzorowane są sygnały ogólne z poszczególnych rozdzielni (Aw, Al, Up) oraz przyjmowane i odwzorowane są sygnały, które nie są wygenerowane lub wizualizowane w poszczególnych polach stacji.
- 6.32. W polach linii i łączników szyn 110 kV powinno się stosować cyfrowe mierniki napięć, prądów, mocy czynnej i biernej. W polach transformatorów 110 kV należy przewidywać cyfrowe mierniki prądu. W polach SN transformatorów zasilających należy stosować cyfrowe mierniki napięć, prądów i mocy czynnej oraz biernej. W polach pomiaru napięcia należy stosować cyfrowe woltomierze umożliwiające pomiar napięć fazowych i międzyfazowych. W pozostałych polach SN pomiary lokalne wielkości elektrycznych wykonać w oparciu o terminale zabezpieczenia pola.
- 6.33. W szafie sterowniczo-przełącznikowej gdzie zainstalowano układ regulacji napięcia transformatora instaluje się woltomierz mierzący napięcie z przekładnika umieszczonego po stronie dolnej transformatora. Ponadto instaluje się cyfrowy wskaźnik położenia przełącznika zaczepów oraz miernik temperatury oleju.
- 6.34. Telepomiar realizowane są przez zabezpieczenia, które spełniają jednocześnie rolę sterowników polowych. W uzasadnionych przypadkach, źródłem telepomiarów mogą być mierniki lokalne.
- 6.35. Cała aparatura wtórna powinna być opisana w sposób czytelny i trwały zgodnie z dokumentacją.
- 6.36. Wszystkie połączenia pomiędzy aparaturą muszą być opisane w sposób czytelny i trwały, za pomocą oznaczników dwukierunkowych zakładanych na przewody. Powyższe nie dotyczy krótkich mostków, których początek i koniec można określić w sposób jednoznaczny.
Niedopuszczalne są opisy wykonywane ręcznie lub oznaczenia składające się z grupy pojedynczych oznaczników.
- 6.37. Wszystkie przełączniki przeznaczone do manipulacji przez obsługę ruchową muszą być opisane w sposób jednoznaczny, umożliwiający rozpoznanie ich funkcji i stanu pracy.
- 6.38. Wszystkie zastosowane zaciski winny być dostosowane do napięcia 750 V.
- 6.39. Należy stosować zaciski bezśrubowe o wymiarach dostosowanych do przekroju przewodów o bocznym sposobie przyłączania obwodów.
- 6.40. W polach 110 kV i SN należy stosować zespół złączy probierczych umożliwiających wykonywanie w sposób bezpieczny i dogodny pomiarów eksploatacyjnych. W szczególności poprzez złącze probiercze powinny być przeprowadzone sygnały pomiarowe: prądowe i napięciowe, sterownicze, automatyk LRW i ZSZ.
- 6.41. W szafkach kablowych poszczególnych pól należy stosować listwy probiercze służących do pomiarów eksploatacyjnych wyłączników (wydzielona listwa z trzema zaciskami pomiarowymi: „+” sterowniczy podstawowy, OW – otwarcie wyłącznika, ZW – załączenie wyłącznika).
- 6.42. Minimalne napięcie izolacji kabli sterowniczych powinno wynosić 750 V.
- 6.43. W każdym kablu sterowniczym należy przewidzieć minimum 20-to procentową rezerwę żył, lecz nie mniej niż dwie żyły.
- 6.44. Obwody pomiarowe prądowe powinny być prowadzone odrębnymi kablami (nie zawierającymi innych obwodów), o przekroju żył min. 2,5 mm².
- 6.45. Obwody pomiarowe napięciowe powinny być prowadzone odrębnymi kablami nie zawierającymi innych obwodów, o przekroju żył min. 1,5 mm².
- 6.46. Obwody sterownicze i sygnalizacyjne powinny być prowadzone kablami nie zawierającymi obwodów przemiennoprądowych. Należy stosować żyły o przekroju min. 1,0 mm².

- 6.47. Kable sterownicze w rozdzielni w wykonaniu napowietrznym, łączące aparaturę pierwotną z szafkami kablowymi oraz łączące szafki kablowe z nastawnią powinny być opancerzone.
- 6.48. Kable sterownicze w rozdzielni napowietrznej powinny być ułożone w kanałach kablowych na drabinkach. Kable, których trasa prowadzi w ziemi powinny być zabezpieczone rurami PCV w kolorze niebieskim. Wyprowadzenia kabli z ziemi na odcinku min. 0,5m powinny być zabezpieczone przed uszkodzeniami mechanicznymi i odporne na promieniowanie UV.
- 6.49. Kable sterownicze powinny być jednoznacznie oznaczone na początku, końcu oraz na trasie jego przebiegu.
- 6.50. Oprzewodowanie wewnątrz szaf sterowniczo-przełącznikowych powinno być wykonane miedzianymi przewodami giętkimi, zakończonymi końcówką dostosowaną do aparatury i listew zaciskowych:
Wymagane przekroje przewodów:
– obwody prądowe – minimum 2,5 mm²,
– obwody napięciowe – minimum 1,5 mm²,
– obwody sterownicze i sygnalizacyjne – minimum 1,5 mm².
- 6.51. Kolorystyka przewodów w obwodach prądowych, napięciowych, sterowniczych i sygnalizacyjnych powinna być uzgodniona z komórką odpowiedzialną za EAZ.
- 6.52. Impulsowanie z zabezpieczeń fabrycznych transformatorów 110 kV/SN powinno odbywać się dwoma niezależnymi drogami: poprzez odpowiednie przełączniki pośredniczące przyjmujące sygnały z zabezpieczeń fabrycznych oraz z zabezpieczenia nadprądowego strony 110 kV transformatora.
- 6.53. Każde zabezpieczenie powinno impulsować na dwie cewki wyłączające, przy czym w polach 110 kV z wykorzystaniem dwóch napięć sterowniczych (nie dotyczy zabezpieczenia autonomicznego).
- 6.54. Dla realizacji impulsowania na wyłączenie wyłącznika zaleca się wykorzystywanie dwóch przełączników wyjściowych zabezpieczenia pochodzących z różnych kart wejść/wyjść zabezpieczenia.
- 6.55. W celu ochrony styków zabezpieczeń dopuszcza się wykorzystywanie w obwodach załączania i wyłączania wyłączników 110 kV odpowiednio dobranych przełączników pośredniczących z czasem własnym nie przekraczającym 5 ms.
- 6.56. W układach sterowania i sygnalizacji należy dążyć do ograniczania liczby przełączników pomocniczych. Wymagane funkcje realizować z wykorzystaniem możliwości zastosowanych zabezpieczeń³.
- 6.57. Przełączniki pomocnicze nie mogą posiadać (lub powinny mieć zdemontowane) zewnętrznych elementów mechanicznych, za których pomocą można doprowadzić do zmiany położenia jego styków.
- 6.58. Przełączniki pomocnicze winny mieć odpowiednią wytrzymałość elektryczną styków stosowaną do obciążenia obwodów.
- 6.59. Wszystkie końce uzwojeń wtórnych przekładników prądowych o zmiennej przekładni (po stronie wtórnej) mają być wyprowadzone na listwę w sposób umożliwiający dogodną zmianę przekładni.
- 6.60. Uziemienie uzwojeń przekładników prądowych i napięciowych w rozdzielnicach małogabarytowych SN powinno być wykonane na listwie zaciskowej w przedziale niskonapięciowym pola.
- 6.61. Zabezpieczenia pól 110 kV instalowane są w szafach przełącznikowych lub sterowniczo-przełącznikowych w pomieszczeniu nastawni. Zabezpieczenia pól SN instalowane są w przedziałach niskonapięciowych rozdzielnic SN.
- 6.62. Szafy przełącznikowe i sterowniczo-przełącznikowe powinny być wyposażone w drzwi frontowe przeszklone, ramę uchylną dla montażu aparatury, oświetlenie wewnętrzne, odpowiednią wentylację oraz gniazdo dla zasilania aparatury pomiarowej⁴.

³ Terminal zabezpieczeniowy powinien być wyposażony w odpowiednią dla realizacji funkcji ilość wejść i wyjść programowalnych.

⁴ Dopuszcza się zastosowanie innej konstrukcji szafy o ile komórka odpowiedzialna za EAZ zaakceptuje w fazie projektowej inne rozwiązanie.

- 6.63. W jednej szafie przełącznikowej lub sterowniczo-przełącznikowej zaleca się instalować EAZ dedykowany dla jednego pola.
- 6.64. Dla transformatorów trójzwojowych zaleca się stosować dodatkową szafę dla automatyki ARN i sterowania chłodzeniem transformatora.
- 6.65. Rozmieszczenie szaf przełącznikowych i sterowniczo-przełącznikowych w nastawni powinno zapewniać czytelne i przejrzyste odwzorowanie układu rozdzielni. Synoptyka powinna być jednolita z synoptyką w sterowniku polowym.
- 6.66. Rozwiązanie szaf sterowniczo-przełącznikowych jak ich rozmieszczenie w nastawni powinno umożliwiać swobodny dostęp do zainstalowanej aparatury i złączy.
- 6.67. W rozdzielni SN co najmniej co piąte pole powinno być wyposażone w odpowiednio zabezpieczone gniazdo zasilania 230 V AC.
- 6.68. Przedziały niskonapięciowe rozdzielnic SN powinny być wyposażone w oświetlenie wewnętrzne.
- 6.69. Szafy kablowe w rozdzielniach napowietrznych 110 kV powinny być dwuwarstwowe i ocieplone. W szafach powinny znaleźć się elementy sterowania łącznikami wraz ze schematem synoptycznym⁵. Szafy kablowe powinny być wyposażone w system ogrzewania, wentylacji oraz oświetlenia i gniazda zasilania 230 V AC oraz 400 V AC.
- 6.70. Obwody na poszczególnych listwach zaciskowych mają być umieszczone w następującej kolejności:
- | | |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1. obwody ogólne | – oznaczenie listwy X0 |
| 2. obwody prądowe | – oznaczenie listwy X1, |
| 3. obwody napięciowe | – oznaczenie listwy X2, |
| 4. obwody sterownicze (kółko) | – oznaczenie listwy X3, |
| 5. obwody sterownicze (kwadrat) | – oznaczenie listwy X4, |
| 6. obwody sterownicze (ZS/LRW) | – oznaczenie listwy X5, |
| 7. obwody sygnalizacyjne | – oznaczenie listwy X6, |
| 8. obwody telemechaniki | – oznaczenie listwy X7, |
| 9. obwody zasilania napędów | – oznaczenie listwy X8, |
| 10. do wykorzystania | – oznaczenie listwy X9. |
- Obwody okrężne powinny być wyodrębnione na osobnej listwie zaciskowej.

7. Wymagania dotyczące EAZ poszczególnych typów pól.

- 7.1. **Zabezpieczenia linii 110 kV i łączników szyn 110 kV.**
- 7.1.1. Linie napowietrzne 110 kV o długości powyżej 5 km wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - zabezpieczenie rezerwowe ziemnozwarciowe kierunkowe;
 - automatykę SPZ zaimplementowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- W przypadku braku możliwości realizacji bezpośredniego łącza komunikacyjnego, zabezpieczenia należy przystosować do możliwości uwspółbieżnienia ich pracy.
- 7.1.2. Zaleca się wyposażanie pól linii napowietrznych 110 kV o długości powyżej 5 km w zabezpieczenia:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatyka SPZ powinna być zaimplementowana w zabezpieczeniu odległościowym.
- 7.1.3. Linie napowietrzne 110 kV o długości poniżej 5 km wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatykę SPZ zaimplementowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- 7.1.4. Linie kablowe 110 kV wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:

⁵ Elementy sterowania łącznikami powinny być czytelnie opisane i wkomponowane w układ synoptyczny pola umożliwiając łatwą i jednoznaczną identyfikację i przyporządkowanie do aparatury łączeniowej w polu.

- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione.
- 7.1.5. Dopuszcza się wyposażenie pól linii 110 kV pracujących wyłącznie promieniowo w zabezpieczenia:
- zabezpieczenie podstawowe nadprądowe;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe;
 - automatykę SPZ (w zależności od potrzeb).
- Nie dotyczy pól linii 110 kV współpracujący ze stacjami wyposażonymi w źródła wytwórcze. O dopuszczeniu stosowania w/w wyposażenia pola linii decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 7.1.6. Pola linii napowietrzno-kablowych 110 kV wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatykę SPZ zaimplementowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- W przypadku braku możliwości realizacji bezpośredniego łącza komunikacyjnego komórka odpowiedzialna za EAZ może zdecydować o innym rozwiązaniu.
- 7.1.7. Pola linii 110 kV w kierunku stacji, do których przyłączone jest źródło wytwórcze na poziomie napięcia 110 kV wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatykę SPZ z kontrolą napięcia zaimplementowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- W przypadku braku możliwości realizacji bezpośredniego łącza komunikacyjnego komórka odpowiedzialna za EAZ może zdecydować o innym rozwiązaniu.
- 7.1.8. Pola linii 110 kV wyprowadzenia mocy z elektrowni wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatykę SPZ z kontrolą synchronizmu zrealizowaną w zabezpieczeniu odległościowym;
 - układ kontroli napięciowej załączenia wyłącznika linii.
- 7.1.9. Pola linii 110 kV pracujące w układach z odczepami „pasywnymi”⁶ wyposaża się w:
- zabezpieczenie podstawowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - zabezpieczenie rezerwowe ziemnozwarciowe kierunkowe;
 - automatykę SPZ zrealizowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- 7.1.10. Pola linii 110 kV pracujące w układach z odczepami „aktywnymi”⁷ wyposaża się w:
- zabezpieczenie podstawowe różnicowoprądowe, terminal zabezpieczenia trójstronnego;
 - zabezpieczenie rezerwowe odległościowe uwspółbieżnione;
 - automatykę SPZ zrealizowaną w zabezpieczeniu odległościowym;
 - zabezpieczenie od pracy wyspowej w przypadku możliwości pracy źródła wytwórczego w stacji zasilanej z linii odczepowej⁸.
- W przypadku konieczności tworzenia układów odczepowych „aktywnych” zaleca się wyposażanie węzłów odczepowych w aparaturę łączeniową wraz układami EAZ umożliwiającymi selektywną eliminację zwarć w linii odczepowej.

⁶ Za odczep „pasywny” należy rozumieć taki układ, w którym w przypadku zaistnienia zwarcia w linii 110 kV z odczepem nie ma możliwości zasilania mocą zwarciovą miejsca zwarcia od strony linii odczepowej.

⁷ Za odczep „aktywny” należy rozumieć taki układ, w którym w przypadku zaistnienia zwarcia w linii 110kV z odczepem, miejsce zwarcia może być zasilane mocą zwarciovą od strony każdego końca linii (tworzy się tzw. ‘gwiazda zwarciovą’).

⁸ Nie dopuszcza się przyłączania do sieci dystrybucyjnej 110 kV źródeł wytwórczych poprzez linie odczepowe. Przypadki tworzenia takich układów pracy źródeł wytwórczych mogą mieć charakter tymczasowy i każdorazową muszą stanowić odstępstwo od standardu.

- 7.1.11. Komórka odpowiedzialnymi za EAZ w porozumieniu z komórką odpowiedzialną za prowadzenie ruchu sieci określa miejsca, w których niezbędna jest kontrola synchronizmu załączania wyłączników pól linii 110 kV.
- 7.1.12. Komunikacja pomiędzy terminalami zabezpieczenia różnicowego oraz pomiędzy zabezpieczeniami odległościowymi pracującymi współbieżnie winna być zrealizowana za pomocą odpowiednio dobranych interfejsów światłowodowych, poprzez wydzielone włókna światłowodowe bez udziału dodatkowych urządzeń teletransmisyjnych.
- 7.1.13. Zabezpieczenie odległościowe powinno posiadać następujące funkcje i cechy:
- charakterystyki poligonalne o niezależnych nastawieniach w osi R i X dla każdej strefy;
 - minimalna ilość wymaganych stref wynosi 4 (nie uwzględniając strefy do współpracy z automatyką SPZ);
 - funkcja pracy współbieżnej;
 - funkcja wykrywająca załączenie na zwarcie;
 - funkcja nadzoru nad obwodami przekładników napięciowych;
 - funkcja nadprądowa uruchamiana w wypadku uszkodzenia w obwodach napięciowych;
 - funkcja wykrywania asymetrii prądowej;
 - funkcje kontroli synchronizmu (gdy wymagana);
 - funkcje automatyki trójfazowego SPZ, (w szczególnych układach pracy sieci komórka odpowiedzialna za EAZ może dopuścić do stosowania automatykę jednofazowego SPZ);
 - funkcję zewnętrznego pobudzenia SPZ;
 - funkcje lokalizacji miejsca zwarcia,
 - funkcję kontroli obwodu wyłączającego.
- 7.1.14. Zabezpieczenie różnicowe powinno posiadać następujące funkcje i właściwości:
- charakterystyka rozruchowa z dwoma punktami przegięcia definiowanymi przez użytkownika;
 - funkcja zabezpieczenia nadprądowego i ziemnozwarciowego kierunkowego uaktywniana przy uszkodzeniu łącza.
- 7.1.15. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe powinno posiadać dwustopniowy człon nadprądowy, kierunkowy składowej zerowej, z niezależnie nastawianą wartością prądu i czasu dla każdego stopnia.
Zakres prądowy oraz kąt maksymalnej czułości zabezpieczenia ziemnozwarciowego powinny być dostosowane do wymagań wynikających z pracy w sieci ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym.
- 7.1.16. Sygnały pomiarowe dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego powinny pochodzić:
- obwody prądowe I_0 podłączone do niezależnego rdzenia prądowego połączonego w układ Holmgreena;
 - obwody napięciowe U_0 z niezależnego uzwojenia przekładników napięciowych w układzie otwartego trójkąta.
- 7.1.17. Powinna istnieć możliwość pobudzania automatyki SPZ przez drugi stopień (wysoko nastawiony) zabezpieczenia ziemnozwarciowego programowana dedykowanym przełącznikiem.
- 7.1.18. Pola łączników szyn 110 kV w stacjach wielosystemowych wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie podstawowe odległościowe;
 - dwustopniowe zabezpieczenie nadprądowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe ziemnozwarciowe kierunkowe;
 - automatykę SPZ zaimplementowaną w zabezpieczeniu odległościowym.
- 7.1.19. W polach łączników szyn 110 kV w stacjach wielosystemowych wymagana jest możliwość wybierania za pomocą przełączników dostępnych dla służb ruchowych następujących programów pracy zabezpieczeń łącznika szyn 110 kV:
- praca na rozcinanie;
 - łączenie próbne;
 - zastępowanie zabezpieczeń pola liniowego;
 - odstawienie zabezpieczeń.

- 7.1.20. Łączniki szyn 110 kV (wyposażone w wyłącznik) w stacjach pracujących w układzie H wyposaża się w zabezpieczenie nadprądowe fazowe i zerowoprądowe z funkcją zabezpieczenia od załączenia na zwarcie. W uzasadnionych przypadkach pole można wyposażać w zabezpieczenie odległościowe.
- 7.1.21. Dopuszcza się integrację zabezpieczenia rezerwowego linii (łącznika szyn) z sterownikiem polowym.
- 7.2. Zabezpieczenia linii SN.**
- 7.2.1. Pole linii średniego napięcia, zasilanej promieniowo, pracującej w sieci kompensowanej powinno zawierać następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie nadmiarowo prądowe, zwłoczne o charakterystyce niezależnej co najmniej trójstopniowe, działające na wyłączenie;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe z funkcją kierunkową;
 - automatykę SPZ pobudzana od dowolnej funkcji zabezpieczeniowej (dla linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych);
 - automatykę przyspieszonego wyłączenia linii przy załączeniu na zwarcie.
- 7.2.2. Pole linii średniego napięcia, zasilanej promieniowo, pracującej w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor powinno zawierać następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie nadmiarowo prądowe, zwłoczne o charakterystyce niezależnej co najmniej trójstopniowe, działające na wyłączenie;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadmiarowo prądowe zwłoczne bezkierunkowe co najmniej dwustopniowe, działające na wyłączenie;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe o czułości napięciowej co najmniej 3V działające na wyłączenie;
 - automatyka SPZ pobudzana od dowolnej funkcji zabezpieczeniowej (dla linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych);
 - automatykę przyspieszonego wyłączenia linii przy załączeniu na zwarcie.
- 7.2.3. Pole linii średniego napięcia, zasilanej promieniowo, pracującej w sieci izolowanej powinno zawierać następujące zabezpieczenia i automatyki:
- zabezpieczenie nadmiarowo prądowe, zwłoczne o charakterystyce niezależnej co najmniej trójstopniowe działające na wyłączenie;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe zwłoczne kierunkowe;
 - automatyka SPZ pobudzana od dowolnej funkcji zabezpieczeniowej (dla linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych);
 - automatyka przyspieszonego wyłączenia linii przy załączeniu na zwarcie.
- 7.2.4. W sieci średniego napięcia zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działają na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci. O pracy zabezpieczenia ziemnozwarciowego na sygnalizację decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 7.2.5. Zaleca się wyposażenie zabezpieczeń pól linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych SN w funkcję nadprądową reagującą na składową przeciwną w celu identyfikacji zakłóceń spowodowanych przerwami toru prądowego linii. O konieczności stosowania w/w funkcji decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 7.2.6. Pole linii średniego napięcia, zasilanej w inny sposób niż promieniowo, wyposaża się według indywidualnych wytycznych projektowych.
- 7.2.7. Pola linii średniego napięcia współpracujące synchronicznie⁹ ze źródłami wytwórczymi wyposaża się dodatkowo w:
- funkcję kierunkową zabezpieczenia nadprądowego fazowego;

⁹ Pole linii SN, które pracuje jako pole synchroniczne tylko w układach sieciowych nienormalnych wyposaża się jak pole pracujące promieniowo.

- układ współpracy z automatykami LRW, ZSZ polegający na wyłączaniu linii w przypadku zadziałania tych automatów oraz blokowaniu ZSZ z wykorzystaniem funkcji kierunkowej;
- możliwość przełączenia trybu pracy linii: „linia pracująca synchronicznie / linia pracująca promieniowo”.

Komórka odpowiedzialna za EAZ każdorazowo określa potrzebę realizacji funkcji kontroli napięciowej załączenia linii i załączenia linii w cyklu SPZ.

- 7.2.8. Powinna istnieć możliwość blokowania SPZ w przypadku zadziałania wybranego stopnia zabezpieczenia nadprądowego fazowego.
- 7.2.9. Zabezpieczenia nadmiarowo prądowe zwłoczne, zwarciove i przeciążeniowe, wykorzystują do działania pomiar prądu w trzech fazach. Dopuszcza się realizację w/w pomiaru w dwóch fazach, w przypadkach gdy w polu nie przewiduje się realizacji funkcji nadprądowej reagującej na składową przeciwną.
- 7.2.10. Do pomiaru prądu ziemnozwarciowego w polach linii wykorzystywać należy przekładniki zerowoprądowe Ferranti'ego.
- 7.2.11. Zabezpieczenia pól linii SN powinny być wyposażone w funkcje częstotliwościowe realizujące automatykę SCO i SPZ po SCO zgodnie z punktem 8.6.

7.3. Zabezpieczenia transformatorów 110 kV/SN.

- 7.3.1. Pola transformatorów 110 kV/SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia:
- zabezpieczenie różnicowe;
 - zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV od skutków zwarć zewnętrznych;
 - zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV od przeciążeń;
 - zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV autonomiczne;
 - zabezpieczenie nadprądowe strony SN od skutków zwarć zewnętrznych;
 - zabezpieczenie nadprądowe strony SN od przeciążeń (dotyczy transformatorów trójzwojowych);
 - zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe strony SN.
- Ponadto transformatory wyposażone są w zestaw zabezpieczeń fabrycznych.
- 7.3.2. Zabezpieczenie różnicowe transformatora realizuje się w odrębnym od innych zabezpieczeń transformatora terminalu zabezpieczeniowym. Pomiar prądu dla zabezpieczenia różnicowego wykonywany jest po wszystkich stronach transformatora za pomocą wyodrębnionych rdzeni przekładników prądowych. Wyrównanie prądów w zakresie ich wielkości i faz następuje na drodze programowej. Nie dopuszcza się do stosowania w obwodach wtórnych transformatorów wyrównawczych. Charakterystyka działania zabezpieczenia różnicowego powinna być kształtowana przez użytkownika. Zabezpieczenie różnicowe powinno posiadać blokadę zapobiegającą zbędnemu zadziałaniu podczas łączenia transformatora pod napięcie oraz w sytuacji nasycenia przekładników prądowych. Zabezpieczenie różnicowe musi posiadać funkcje eliminacji składowej zerowej. Zabezpieczenie różnicowe transformatora impulsuje na wyłączenie wszystkich stron transformatora i pobudzenie sygnalizacji.
- 7.3.3. Zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV od skutków zwarć zewnętrznych realizowane jest w niezależnym od zabezpieczenia różnicowego transformatora terminalu zabezpieczeniowym. Wymaga się aby zabezpieczenie nadprądowe było min. dwustopniowe oraz wyposażone było w funkcję „załączenia na zwarcie” w oparciu o odrębny stopień nadprądowy. Zabezpieczenie to impulsuje na wyłączenie wszystkich stron transformatora oraz pobudzenie sygnalizacji.
- 7.3.4. Dopuszcza się integrację funkcji sterownika pola 110 kV transformatora z zabezpieczeniem nadprądowym strony 110 kV od skutków zwarć zewnętrznych w jednym urządzeniu.
- 7.3.5. Zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV od przeciążeń może być zintegrowane z zabezpieczeniem nadprądowym od skutków zwarć zewnętrznych strony 110 kV. Zabezpieczenie od przeciążeń pobudza sygnalizację.
- 7.3.6. Zabezpieczenie rezerwowe nadprądowe autonomiczne strony 110 kV transformatora powinno stanowić odrębne zabezpieczenie. Zasilanie zabezpieczenia autonomicznego powinno odbywać się z dwóch źródeł:
- z przekładników prądowych strony 110 kV transformatora;

- z rozdzieleni potrzeb własnych prądu przemiennego lub przekładników napięciowych. Zabezpieczenie nadprądowe autonomiczne powinno impulsować na wyodrębnioną trzecią cewkę wyłączającą wyłącznika strony 110 kV.
- 7.3.7. Dopuszcza się integrację funkcji zabezpieczeń: nadprądowego od zwarć zewnętrznych strony SN, przeciążeniowego strony SN, ziemnozwarciowego strony SN oraz funkcji sterownika pola SN transformatora w jednym urządzeniu.
- 7.3.8. Zabezpieczenie nadprądowe od skutków zwarć zewnętrznych strony SN transformatora realizuje się jako trójfazowe. Impulsuje ono w przypadku zadziałania, na wyłączenie danej strony transformatora i pobudzenie sygnalizacji. Zabezpieczenie to w przypadku zadziałania powinno powodować trwałą blokadę automatyki SZR SN. Wymaga się aby zabezpieczenie nadprądowe było wyposażone w funkcję „załączenia na zwarcie” w oparciu o odrębny stopień nadprądowy.
- 7.3.9. Zabezpieczenie, o którym mowa w punkcie 7.3.8. powinno realizować funkcję wykonawczą uproszczonego zabezpieczenia szyn zbiorczych SN oraz lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- 7.3.10. Zabezpieczenie nadprądowe strony SN transformatora przeciążeniowe działa na pobudzenie sygnalizacji.
- 7.3.11. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe strony SN transformatora realizuje pomiar w oparciu o filtr Holmgreen’a. Dopuszcza się wyliczanie składowej zerowej prądu przez zabezpieczenie w oparciu o pomiar prądów fazowych. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe powoduje wyłączenie danej strony SN transformatora i pobudzenie sygnalizacji. Komórka odpowiedzialna za EAZ może zdecydować o realizacji przez to zabezpieczenie wyłączenia strony 110 kV transformatora.
- 7.3.12. Minimalny zakres wyposażenia transformatorów 110 kV/SN w zabezpieczenia fabryczne stanowią:
 - zabezpieczenie gazowo przepływowe dwustopniowe kadzi transformatora;
 - zabezpieczenie przepływowe lub ciśnieniowe przełącznika zaczeów;
 - zabezpieczenie temperaturowe dwustopniowe realizowane za pomocą termometru kontaktowego.Nowe transformatory 110 kV/SN powinny być wyposażone ponadto:
 - zawór odcinający kłapowy (ZOK);
 - ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa;
 - magnetyczne wskaźniki poziomu maksymalnego i minimalnego oleju.
- 7.3.13. Impulsowanie na wyłączenie odpowiednich wyłączników od zabezpieczeń fabrycznych powinno odbywać się dwoma drogami:
 - poprzez odpowiednio dobrane przekaźniki pomocnicze bezpośrednio na cewki wyłączników;
 - poprzez zabezpieczenie nadprądowe strony 110 kV.
- 7.3.14. Zabezpieczenia fabryczne:
 - pierwszy stopień zabezpieczenia gazowo-przepływowego kadzi;
 - pierwszy stopień zabezpieczenia temperaturowego;
 - magnetyczne wskaźniki poziomu maksymalnego i minimalnego oleju, powodują uruchomienie sygnalizacji.Drugi stopień zabezpieczenia temperaturowego powoduje wyłączenie strony SN transformatora (w przypadku transformatora trójzwojeniowego stron SN) i uruchomienie sygnalizacji. Pozostałe zabezpieczenia fabryczne powodują bezzwłoczne wyłączenie wszystkich stron transformatora oraz uruchomienie sygnalizacji.
- 7.3.15. Dopuszcza się rezygnację z wyłączenia stron (y) dolnej transformatora od zabezpieczenia temperaturowego drugiego stopnia na podstawie odpowiedniej decyzji komórki odpowiedzialnej za EAZ. W tym celu pola strony 110 kV transformatorów powinny być wyposażone w przełącznik dostępny dla służb ruchowych dla dogodnej zmiany programu pracy zabezpieczenia temperaturowego.

7.4. **Zabezpieczenia transformatorów potrzeb własnych i uziemiających.**

7.4.1. Pole transformatora potrzeb własnych/uziemiającego w sieci SN skompensowanej wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatykę:

- nadmiarowo-prądowe dwustopniowe działające na wyłączenie transformatora (stopień I „nisko nastawiony”, stopień II – „wysoko nastawiony”);
- ziemnozwarciowe działające w oparciu o pomiar prądu w dławiku (dławikach);
- układ współpracy z zabezpieczeniami firmowymi transformatora i dławika (dławików);
- automatykę wymuszania składowej czynnej (AWSC).

Pole może być dodatkowo wyposażone w automatykę regulacji nadążnej dławika.

7.4.2. Pole transformatora potrzeb własnych/uziemiającego w sieci SN z rezystorem pierwotnym załączonym trwale, wyposażone jest w następujące zabezpieczenia:

- nadmiarowo-prądowe dwustopniowe działające na wyłączenie transformatora, (stopień I „nisko nastawiony”, stopień II – „wysoko nastawiony”);
- ziemnozwarciowe dwustopniowe działające w oparciu o pomiar prądu w rezystorze, (stopień I „nisko nastawiony”, stopień II – „wysoko nastawiony”),
- układ współpracy z zabezpieczeniami firmowymi transformatora.

7.4.3. Pole transformatora potrzeb własnych w sieci SN izolowanej, wyposażone jest w następujące zabezpieczenia:

- nadmiarowo-prądowe dwustopniowe działające na wyłączenie transformatora, (stopień I „nisko nastawiony”, stopień II – „wysoko nastawiony”);
- ziemnozwarciowe zwłoczne kierunkowe
- układ współpracy z zabezpieczeniami firmowymi transformatora.

7.4.4. Zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe transformatora stopień II, działa w oparciu o pomiar trzech prądów fazowych. Działa na wyłączenie strony SN transformatora.

7.4.5. Zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne transformatora stopień I, działa w oparciu o pomiar trzech prądów fazowych. Zabezpieczenie jest bezzwłocznie blokowane podczas przepływu prądu przez dławik (rezystor) przyłączony do punktu neutralnego SN transformatora uziemiającego. Działa na wyłączenie pola SN transformatora.

7.4.6. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadmiarowo-prądowe transformatora potrzeb własnych/uziemiającego w sieci kompensowanej działa w oparciu o pomiar prądu w obwodzie dławika. Działa bezzwłocznie na zablokowanie zabezpieczenia nadmiarowo-prądowo I-go stopnia, pobudza sygnalizację „doziemienie”, pobudza automatykę AWSC.

7.4.7. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadmiarowo-prądowe dwustopniowe transformatora potrzeb własnych/uziemiającego w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, działa w oparciu o pomiar prądu w obwodzie rezystora uziemiającego. Działa bezzwłocznie na zablokowanie zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego zwłocznego. Pierwszy stopień zwłocznie pobudza sygnalizację „doziemienie”. Drugi stopień zabezpieczenia zwłocznie działa na wyłączenie TPW oraz zablokowanie automatyki SZR.

7.4.8. Zabezpieczenia przepływowo transformatora potrzeb własnych /uziemiającego i dławika (dławików) są realizowane przez drugi stopień fabrycznych zabezpieczeń gazowo-przepływowych tych urządzeń. Zabezpieczenia działają na bezzwłoczne wyłączenie transformatora potrzeb własnych /uziemiającego i dławika (dławików) pola.

7.4.9. Zabezpieczenia gazowe transformatora potrzeb własnych/uziemiającego i dławika (dławików) są realizowane przez pierwszy stopień fabrycznych zabezpieczeń gazowo-przepływowych tych urządzeń. Zabezpieczenia te działają na pobudzenie sygnalizacji ostrzegawczej.

7.4.10. W sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor realizuje się układ wzajemnego wyłączania transformatora uziemiającego i przynależnego transformatora zasilającego w przypadku zadziałania wybranych zabezpieczeń transformatora uziemiającego i transformatora zasilającego.

7.5. **Zabezpieczenia pól pomiaru napięcia, baterii kondensatorów, łączników szyn SN.**

7.5.1. Zabezpieczenia pól pomiaru napięcia SN.

7.5.1.1. Pola pomiaru napięcia SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia:

- podnapięciowe sygnalizujące zanik napięcia na szynach;

- nadnapięciowe sygnalizujące podwyższenie napięcia na szynach;
 - nadnapięciowe mierzące napięcie kolejności zerowej z układu otwartego trójkąta przekładników napięciowych, sygnalizujące doziemienie w sieci.
- 7.5.1.2. Zabezpieczenie nadnapięciowe mierzące napięcie kolejności zerowej, w sieci skompensowanej pobudza bezzwłocznie układ automatyki AWSC.
- 7.5.1.3. Zabezpieczenie podnapięciowe i nadnapięciowe realizuje pomiar napięcia międzyfazowego.
- 7.5.2. Zabezpieczenia pól baterii kondensatorów SN.
- 7.5.2.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- nadprądowe zwłoczne dwustopniowe;
 - ziemnozwarciowe nadprądowe;
 - nadprądowe mierzące prąd w przewodzie łączącym punkty neutralne gwiazd baterii;
 - nadnapięciowe;
 - układ sterowania czasowego pracą baterii lub układ współpracy z regulatorem mocy biernej.
- 7.5.2.2. Zabezpieczenia pola baterii kondensatorów działają na wyłączenie wyłącznika w tym polu.
- 7.5.2.3. Należy stosować układ samoczynnego wyłączania pola baterii kondensatorów w przypadku samoczynnego wyłączenia pola przynależnego transformatora zasilającego.
- 7.5.2.4. Układ sterowania czasowego powinien umożliwiać programowanie co najmniej dwóch stref czasowych pracy baterii w każdym dniu tygodnia.
- 7.5.3. Zabezpieczenia pól łączników szyn SN.
- 7.5.3.1. Pola łączników szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia i automatyki:
- nadprądowe zwłoczne dwustopniowe realizujące pomiar trzech prądów fazowych;
 - nadprądowe przed załączeniem na zwarcie;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe nadprądowe realizujące pomiar prądu kolejności zerowej w układzie Holmgreen'a (w sieci uziemionej przez rezystor).
- 7.5.3.2. Zabezpieczenia pola łącznika szyn SN działają na wyłączenie wyłącznika w polu łącznika szyn SN.
- 7.5.3.3. Zabezpieczenie pola łącznika szyn realizuje niezbędne funkcje w układach LRW i ZSZ rozdzielni SN.

8. Wymagania w zakresie automatyk stacyjnych.

8.1. Lokalna rezerwa wyłącznikowa 110 kV (LRW).

- 8.1.1. Rozdzielnie 110 kV wielosystemowe wyposaża się w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej, niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych.
- 8.1.2. W stacjach z rozdzielniami 110 kV w układzie jednosystemowym oraz w układzie „H” automatyki LRW i zabezpieczenia szyn zbiorczych mogą być zintegrowane w jednym urządzeniu.
- 8.1.3. LRW realizuje się w oparciu o dedykowane urządzenia. LRW pobudzone jest przez wszystkie zabezpieczenia działające na wyłączenie któregoś z wyłączników 110 kV.
- 8.1.4. LRW 110 kV wykonywane jest w układzie zcentralizowanym. Komórka odpowiedzialna za EAZ może wyrazić zgodę na realizację LRW w układzie rozproszonym.
- 8.1.5. Działanie LRW opiera się na kryterium prądowym i wyłącznikowym. Stosowane są człony prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy.
- 8.1.6. Działanie LRW jest dwustopniowe: pierwszy stopień (tzw. retrip) z czasem 0 – 100 ms, impulsuje ponownie na wyłączenie wyłącznika w polu, w którym nastąpiło pobudzenie LRW, drugi stopień impulsuje maksymalnie po czasie 300 ms na wyłączenie wszystkich wyłączników odpowiedniej sekcji lub systemu szyn zbiorczych.
- 8.1.7. Wymagana jest możliwość niezależnego odstawienia pobudzenia układu LRW i otwarcia danego wyłącznika od LRW w poszczególnych polach (przełącznikami dostępnymi dla służb ruchowych) i sygnalizacji stanów położenia przełączników za pomocą telemechaniki.
- 8.1.8. Układy LRW muszą samoczynnie dopasowywać strefy działania do aktualnego układu pracy rozdzielni 110 kV. Informacje o topologii stacji do układu LRW przesyłana jest od każdego łącznika dwubitowo, z wykorzystaniem dedykowanych styków pomocniczych.

- 8.1.9. Układy LRW muszą mieć architekturę umożliwiającą rozbudowę o kolejne pola bez konieczności przebudowy całego układu.
- 8.2. Zabezpieczenie szyn 110 kV (ZSZ).**
- 8.2.1. Rozdzielnie 110 kV wielosystemowe wyposaża się w zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ) niezależne od układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- 8.2.2. W stacjach z rozdzielnicami 110 kV w układzie jednosystemowym oraz w układzie „H” układy zabezpieczenia szyn zbiorczych i LRW mogą być zintegrowane w jednym urządzeniu.
- 8.2.3. ZSZ 110 kV wykonane jest w układzie zcentralizowanym. Komórka odpowiedzialna za EAZ może wyrazić zgodę na realizację ZSZ w układzie rozproszonym.
- 8.2.4. Czas działania ZSZ nie może przekraczać 30 ms.
- 8.2.5. Układy ZSZ muszą działać w oparciu o dwa kryteria: prądowe i wyłącznikowe, wg zasady „dwa z dwóch”.
- 8.2.6. Układy ZSZ muszą samoczynnie dopasowywać strefy działania do aktualnego układu pracy rozdzielni 110 kV. Informacje o topologii stacji do układu ZSZ przesyłana jest od każdego łącznika dwubitowo z wykorzystaniem dedykowanych styków pomocniczych.
- 8.2.7. Układy ZSZ muszą mieć architekturę umożliwiającą rozbudowę o kolejne pola bez konieczności przebudowy całego układu.
- 8.2.8. W celu eliminacji zwarć powstałych pomiędzy otwartym wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, układ ZSZ powinien być wyposażony w funkcję rozpoznawania tzw. „martwej strefy”.
- 8.2.9. W przypadku realizacji ZSZ za pomocą jednostek polowych i jednostki centralnej powinna istnieć możliwość odstawienia poszczególnych jednostek polowych za pomocą przełączników bez wpływu na działanie pozostałych elementów ZSZ.
- 8.3. Lokalna rezerwa wyłącznikowa rozdzielni SN.**
- 8.3.1. Rozdzielnie SN wyposaża się w układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej. LRW SN pobudzana jest przez wybrane zabezpieczenia działające na wyłączenie wyłącznika w poszczególnych polach.
- 8.3.2. Działanie automatyki SCO nie pobudza układu LRW SN.
- 8.3.3. Działanie LRW SN jest jednostopniowe i powoduje wyłączenie wyłączników w polach zasilających (pole SN transformatora zasilającego, pole łącznika szyn SN, pola linii SN współpracujących ze źródłami lokalnymi).
- 8.3.4. Maksymalny czas działania LRW nie może przekraczać 300 ms.
- 8.3.5. Układy LRW SN działają w oparciu o kryterium prądowe oraz wyłącznikowe.
- 8.3.6. Wymagana jest możliwość odstawienia pobudzenia układów LRW SN w każdym polu oraz centralnego odstawienia układu LRW SN.
- 8.4. Układ zabezpieczenia szyn rozdzielni SN (ZSZ).**
- 8.4.1. Rozdzielnie SN wyposaża się w układy uproszczonego zabezpieczenia szyn zrealizowane w oparciu o wydzieloną funkcję nadprądową zabezpieczeń strony SN transformatora i łącznika szyn SN.
- 8.4.2. Działanie ZSZ SN powoduje wyłączenie wyłączników w polach zasilających (pole SN transformatora zasilającego, pole łącznika szyn SN, pola linii SN współpracujących ze źródłami wytwórczymi).
- 8.4.3. Maksymalny czas działania ZSZ SN wynosi 300 ms.
- 8.4.4. Blokowanie układu ZSZ w polach linii SN współpracujących ze źródłami lokalnymi powinno odbywać się w oparciu o zabezpieczenie nadprądowe kierunkowe.
- 8.4.5. Wymagana jest możliwość centralnego odstawienia układu ZSZ.
- 8.5. Zabezpieczenia łukoochronne rozdzielni SN w izolacji powietrznej.**
- 8.5.1. Zaleca się zastosowanie w rozdzielnicach o izolacji powietrznej SN światłowodowych zabezpieczeń łukoochronnych o max. czasie generacji impulsu wyłączającego (od momentu stwierdzenia zaistnienia kryteriów wyłączenia) 10 ms.
- 8.5.2. Zabezpieczenie łukoochronne działa w oparciu o dwa kryteria:
- detekcji źródła światła;

- napięciowe.
- 8.5.3. Dopuszcza się działanie zabezpieczenia łukochronnego w oparciu tylko o kryterium detekcji źródła światła w przypadku stwierdzenia zaniku napięcia na szynach chronionej sekcji.
- 8.5.4. Zabezpieczenie łukochronne działa na wyłączenie wyłączników w polach zasilających (pole SN transformatora zasilającego, pole łącznika szyn SN, pola linii SN współpracujących ze źródłami wytwórczymi).
- 8.5.5. Zabezpieczenie łukochronne powinno charakteryzować się następującymi czasami działania:
 - czas własny wykrycia zwarcia łukowego nie dłuższy niż 10 ms,
 - czas wyłączenia zwarcia łukowego nie dłuższy niż 50 ms.
- 8.5.6. Nie dopuszcza się integracji zabezpieczenia łukochronnego z zabezpieczeniem pola w jednym urządzeniu.
- 8.6. **Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) wraz z automatyką samoczynnego ponownego załączenia po SCO (SPZ po SCO).**
- 8.6.1. Stacje 110 kV/SN wyposaża się w automatyki SCO i SPZ po SCO obejmujące wszystkie pola liniowe.
- 8.6.2. Automatyki SCO zorganizowane są w układzie rozproszonym z wykorzystaniem terminali polowych realizujących pomiar częstotliwości napięcia międzyfazowego z blokadą podczas doziemień w sieci.
- 8.6.3. Zabezpieczenie realizujące pomiar częstotliwości w celu realizacji automatyk SCO i SPZ po SCO spełniają wymagania określone w aktualnej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- 8.6.4. Próg napięciowy działania funkcji podczęstotliwościowej dla automatyki SCO wynosi z zakresu 40.-.80% U_n . Wartość progu napięciowego ustala komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 8.6.5. Powinna istnieć możliwość lokalnego odstawienia SCO i SPZ/SCO przełącznikami w polach odplywowych współpracujących z w/w automatyką.
- 8.7. **Regulacja napięcia transformatora (ARN).**
- 8.7.1. Pola 110 kV transformatorów 110 kV/SN wyposaża się w układy automatyki ARN.
- 8.7.2. Układ regulacji napięcia powinien umożliwiać zmianę położenia przełącznika zaczepów poprzez:
 - sterowanie lokalne z napędu przełącznika zaczepów;
 - sterowanie lokalne za pomocą przycisków z poziomu szafy sterowniczej lub sterowniczo-przełącznikowej w pomieszczeniu nastawni;
 - sterowanie zdalne z telemechanik z poziomu dyspozycji ruchu;
 - sterowanie automatyczne poprzez dedykowany regulator napięcia.
- 8.7.3. Zmiana położenia przełącznika zaczepów powinna być możliwa również w przypadku awarii regulatora napięcia zarówno lokalnie jak i zdalnie.
- 8.7.4. Automatyczna regulacja napięcia realizowana jest w oparciu o regulatory, będące niezależnymi urządzeniami.
- 8.7.5. Źródłem napięcia pomiarowego dla regulacji są przekładniki napięciowe zabudowane w polu transformatora zasilającego. W przypadku transformatorów trójzwojennych powinna istnieć możliwość wyboru napięcia odniesienia ze strony DNI i DNII za pomocą przełącznika.
- 8.7.6. Wymaga się, aby regulator umożliwiał nastawienie napięcia regulacji odrębnie dla co najmniej dwóch stref czasowych.
- 8.7.7. Wymaga się możliwość regulacji z kompensacją prądową oraz regulację z charakterystyką obniżoną „– 5%.”
- 8.7.8. Wymaga się stosowania zewnętrznych (tzn. zrealizowanych poza regulatorem) blokad nadnapięciowych, dla których napięcia pomiarowe pochodzą z pola pomiaru napięcia rozdzielni SN, powodujące w przypadku ich zadziałania, w zależności od wymagań określonych przez komórkę odpowiedzialną za EAZ, zdjęcie napięcia zasilania z silników napędów przełączników zaczepów lub stosowną blokadę sterowania.

- 8.7.9. Wymagane jest zastosowanie lokalnych dodatkowych wskaźników położenia zacze­pów oraz realizacja zdalnego odczytu numerów zacze­pów z telemechaniki.
- 8.7.10. Wymagana jest możliwość sterowania ręcznego przełącznikami zacze­pów (lokalnie i zdalnie z telemechaniki) również w przypadku uszkodzenia regulatorów napięcia.
- 8.8. **Automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR) 110 kV.**
- 8.8.1. W zależności od układu pracy sieci 110 kV rozdzielnie 110 kV wyposaża się w automatyki SZR działające wg. algorytmu dostosowanego do wymagań operatora systemu dystrybucyjnego. O konieczności stosowania automatyki SZR decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ w uzgodnieniu z komórką odpowiedzialną za prowadzenie ruchu sieci 110 kV.
- 8.8.2. Automatyka SZR 110 kV zrealizowana za pomocą dedykowanego urządzenia wyposażonego w:
- stopnie nadnapięciowe z możliwością programowania indywidualnej logiki oraz zmiany nastaw napięciowych i czasowych;
 - stopnie podnapięciowe z możliwością programowania indywidualnej logiki oraz zmiany nastaw napięciowych i czasowych;
 - automatykę wykrywania i deklarowania typu rezerwy;
 - układ kontroli gotowości oraz stanu położenia wyłączników mocy;
 - układ lokalnej i zdalnej sygnalizacji błędów i blokad;
 - rejestrację zdarzeń i zakłóceń.
- 8.8.3. Wymagana jest możliwość odstawienia działania automatyki SZR za pomocą przełącznika zlokalizowanego w szafie sterowniczej lub sterowniczo-prze­kaźnikowej łącznika szyn 110 kV w pomieszczeniu nastawni oraz blokowania (lokalnie i zdalnie z telemechaniki).
- 8.8.4. Automatyka SZR 110 kV automatycznie blokowana jest po zadziałaniu zabezpieczeń pól liniowych 110 kV, zabezpieczenia szyn zbiorczych rozdzielni 110 kV i lokalnej rezerwy wyłącznikowej 110 kV oraz po jej zadziałaniu.
- 8.9. **Automatyka samoczynnego załączania rezerwy (SZR) SN.**
- 8.9.1. Rozdzielnie SN stacji 110 kV/SN oraz wybrane rozdzielnie w stacjach SN/SN wyposaża się w automatyki SZR.
- 8.9.2. Automatyka SZR zrealizowana za pomocą dedykowanego urządzenia wyposażonego w:
- stopnie nadnapięciowe z możliwością programowania indywidualnej logiki oraz zmiany nastaw napięciowych i czasowych;
 - stopnie podnapięciowe z możliwością programowania indywidualnej logiki oraz zmiany nastaw napięciowych i czasowych;
 - automatykę wykrywania i deklarowania typu rezerwy;
 - układ kontroli gotowości oraz stanu położenia wyłączników mocy;
 - układ lokalnej i zdalnej sygnalizacji błędów i blokad;
 - rejestrację zdarzeń i zakłóceń.
- 8.9.3. Automatyka SZR samoczynnie dostosowuje się do układu pracy stacji i realizuje wszystkie kombinacje pracy SZR z rezerwą „jawną” i „ukrytą”.
- 8.9.4. Automatyka SZR samoczynnie i trwale blokowana jest po zadziałaniu zabezpieczeń nadmiarowo prądowych transformatorów zasilających i łączników szyn, wybranych zabezpieczeń TPW (w zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci), po zadziałaniu zabezpieczenia szyn zbiorczych i lokalnej rezerwy wyłącznikowej, w wyniku otwarcia odłącznika w polu pomiaru napięcia lub zadziałania zabezpieczenia w obwodzie pomiaru napięcia oraz po jej zadziałaniu.
- 8.9.5. W szczególnych przypadkach dopuszcza się nieblokowanie automatyki SZR „jawnej” przy zadziałaniu zabezpieczenia szyn zbiorczych. Decyzję o tym podejmuje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 8.9.6. Automatyka SZR powinna mieć możliwość ręcznego odstawiania (lokalnie) i blokowania (lokalnie i zdalnie z telemechaniki).
- 8.9.7. W układach pracy automatyki SZR z rezerwą „jawną” i „ukrytą” należy zrealizować kontrolę napięcia rezerwowego.

- 8.9.8. W przypadku, gdy przyczyną zaniku napięcia jest wyłączenie wyłącznika pola zasilającego, automatyka SZR wykonuje cykl skrócony, z pominięciem czasu opóźnienia SZR, z wyłączeniem rozdzielni do których są przyłączone źródła wytwórcze.
- 8.9.9. W przypadku rozdzielni SN do których są przyłączone źródła wytwórcze powinna istnieć możliwość nastawienia opóźnienia cyklu skróconego SZR do 500ms. W takim przypadku nie zachodzi konieczność wyłączenia linii synchronicznych w cyklu SZR SN.
- 8.10. **Automatyka wymuszania składowej czynnej (AWSC).**
- 8.10.1. W sieciach skompensowanych stosuje się automatykę AWSC. Automatyka AWSC ma zapewnić w przypadku wystąpienia doziemienia, załączenie rezystora wymuszającego przez określony czas przepływ składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego.
- 8.10.2. Automatyka AWSC realizowana jest w zabezpieczeniu pola TPW lub w regulatorze stopnia kompensacji sieci.
- 8.10.3. Dopuszczalny zakres wielkości prądu czynnego wymuszanego w sieci SN powinien się zawierać w przedziale od 15 do 100 A. O wartości prądu czynnego wymuszanego w cyklu AWSC decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 8.10.4. Dopuszczalny czas przepływu prądu nominalnego przez rezystor wynosi minimum 60 s. Wytrzymałość cieplna rezystora w układzie AWSC powinna umożliwiać wykonanie 10 cykli AWSC w ciągu 5 minut oraz 30 cykli AWSC w ciągu 60 minut. Czas załączenia rezystora w cyklu AWSC nie może być dłuższy niż 4 sekundy (zakłada się zwarcie doziemne metaliczne). Nie dopuszcza się blokowania automatyki AWSC od wzrostu temperatury rezystora.
- 8.10.5. Automatyka AWSC kontroluje czas załączenia stycznika lub rozłącznika w układzie wymuszania prądu czynnego. Działa na wyłączenie pola SN transformatora uziemiającego po przekroczeniu dopuszczalnego czasu jednorazowego załączenia rezystora.
- 8.10.6. Automatyka AWSC jest pobudzana sygnałem doziemienia w sieci SN pochodzącym od zabezpieczenia ziemnozwarciowego nadmiarowo-prądowego transformatora uziemiającego (ewentualnie regulatora) lub zabezpieczenia nadnapięciowego składowej 3U_o w polu pomiaru napięcia sekcji rozdzielni SN. Działa na załączenie stycznika lub rozłącznika w obwodzie z rezystorem wymuszającym przepływ prądu czynnego.
- 8.10.7. AWSC powinna mieć możliwość ponownego jednokrotnego działania po cyklu podstawowym, jeżeli w wyniku cyklu podstawowego nie doszło do wyłączenia doziemionej linii SN przez jej własne zabezpieczenia ziemnozwarciowe.
- 8.10.8. Powinna być możliwość zablokowania automatyki AWSC.
- 8.11. **Automatyczna regulacja indukcyjności dławika (ARL).**
- 8.11.1. Automatyka ARL (automatyczna regulacja indukcyjności dławika) stosowana w wybranych sieciach SN skompensowanych, działa w oparciu o pomiar napięcia 3U_o i prądu resztkowego na dławiku ziemnozwarciowym.
Członem decyzyjnym automatyki ARL jest cyfrowy regulator, natomiast wykonawczym napęd elektryczny w dławiku umożliwiający nadążną zmianę prądu nastawionego dławika w szerokim zakresie. Wymaga się, aby zmiana prądu następowała w sposób płynny. Działanie ARL ma na celu nadążne dostrajanie dławika do zmieniającej się w czasie pojemności doziemnej sieci SN. Parametry działania regulatora ustala się w zależności od specyfiki sieci SN.
- 8.11.2. Dopuszcza się wykorzystanie funkcji logicznych regulatora do realizacji automatyki AWSC. Zespół zabezpieczeń pola transformatora uziemiającego powinien w takiej sytuacji realizować automatykę AWSC w trybie rezerwowym, uruchamianym w przypadku uszkodzenia regulatora ARL.
- 8.11.3. Zespoły kompensacji ziemnozwarciowej z ARL, które mogą być chwilowo załączane do pracy równoległej powinny być wyposażone w układy umożliwiające pracę równoległą automatyk ARL lub automatyczne zablokowanie jednej z nich.
- 8.11.4. Zaleca się stosowanie regulatorów realizujących algorytm regulacji wykorzystujący pomiar prądu wstrzykiwanego w uzwojenie dławika współpracującego z rezystorem.

8.12. **Automatyka samoczynnego ponownego załączenia (SPZ).**

- 8.12.1. Automatyka SPZ stosowana jest w polach linii napowietrznych i napowietrzno-kablowych 110 kV i SN.
- 8.12.2. W polach linii 110 kV stosuje się automatykę SPZ jednokrotną, trójfazową.
- 8.12.3. Automatyka SPZ w polach linii 110 kV pobudzana jest przez zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe. Powinna istnieć możliwość odstawienia pobudzenia SPZ od zabezpieczenia rezerwowego.
- 8.12.4. Automatyka SPZ w polach linii 110 kV realizowana jest w zabezpieczeniu odległościowym. O realizacji SPZ przez inne zabezpieczenie decyduje komórka odpowiedzialna za EAZ.
- 8.12.5. Komórka odpowiedzialna za EAZ w porozumieniu z komórką odpowiedzialną za prowadzenie ruchu decyduje o stosowaniu kontroli synchronizmu w cyklu SPZ.
- 8.12.6. Automatyka SPZ jest blokowana przy załączeniu operacyjnym linii, rozbrojeniu napędu wyłącznika. Blokowanie automatyki SPZ może wynikać również z wymagań producentów wyłączników mocy zawartych w DTR (np. obniżeniu ciśnienia SF6 w komorze wyłącznika).
- 8.12.7. W polach linii SN stosuje się automatykę SPZ trójfazową, wielokrotną. Komórka odpowiedzialna za EAZ decyduje o krotności SPZ w poszczególnych polach linii SN.
- 8.12.8. Automatyka SPZ w polach linii SN pobudzana jest i blokowana przez wybrane funkcje zabezpieczeniowe w zależności od funkcji linii w systemie dystrybucyjnym SN.
- 8.12.9. Automatyka SPZ w polach linii SN realizowana jest w zabezpieczeniu pola.
- 8.12.10. W polach linii współpracujących z generatorami lokalnymi należy realizować automatyki SPZ z kontrolą obecności napięcia od strony linii.
- 8.12.11. Powinna istnieć możliwość lokalnego i zdalnego blokowania automatyki SPZ.

8.13. **Automatyka sterowania chłodzeniem transformatorów.**

- 8.13.1. Pola 110 kV transformatorów 110 kV/SN wyposaża się w elementy automatyki sterowania chłodzeniem transformatorów.
- 8.13.2. Elementem sterującym automatyką chłodzenia jest odpowiednio dobrany termometr kontaktowy lub elektroniczny miernik temperatury będący wyposażeniem fabrycznym transformatora.
- 8.13.3. Element sterujący automatyką ma zapewnić wymaganą histerezę umożliwiającą stabilną pracę wentylatorów. W szczególności do sterowania dwoma grupami wentylatorów niezbędne jest wykorzystanie czterech styków termometru kontaktowego.
- 8.13.4. W szafie sterowniczej lub sterowniczo-przełącznikowej w pomieszczeniu nastawni przewiduje się elementy umożliwiające załączanie i wyłączanie automatyki chłodzenia, sterowania poszczególnymi grupami wentylatorów oraz elementy sygnalizacyjne, w tym miernik temperatury oleju transformatora.

9. **Wymagania w zakresie rejestracji zdarzeń i zakłóceń.**

- 9.1. Wszystkie cyfrowe terminale zabezpieczeniowe w rozdzielni WN i SN powinny być wyposażone w moduły rejestracji zakłóceń i zdarzeń.
- 9.2. Moduły rejestracji będące częścią zabezpieczeń powinny mieć możliwość wyzwalania dowolnym wejściem, pobudzeniem, zadziałaniem dowolnego modułu zabezpieczeniowego lub stanem automatyki.
- 9.3. Zarejestrowane przebiegi i zdarzenia powinny być przechowywane w nieulotnej pamięci zabezpieczenia.
- 9.4. Moduł rejestratora zakłóceń powinien charakteryzować się następującymi parametrami i cechami:
 - minimalny łączny czas zapisu 10 s;
 - możliwość podziału dostępnego czasu zapisu na niezależne rejestracje;
 - możliwość dowolnej konfiguracji czasów rejestracji oraz czasów przed i po zakłóceniu;
 - po przepelnieniu pamięci, rejestrator nie może blokować kolejnej rejestracji, powinien realizować funkcje nadpisywania najstarszej rejestracji;
 - częstotliwość próbkowania nie mniejsza niż 1000 Hz;
 - format zapisu danych z rejestracji zakłóceń powinien być zgodny ze standardem COMTRADE.

- 9.5. Moduł rejestratora zdarzeń powinien charakteryzować się następującymi parametrami:
- ilość zapisanych zdarzeń powinna obejmować minimum 200 ostatnich rekordów,
 - po przepełnieniu pamięci, rejestrator nie może blokować kolejnej rejestracji, powinien realizować funkcje nadpisywania najstarszej rejestracji.
- 9.6. Rozdzielnie stacji systemowych 110 kV oraz współpracujących na poziomie napięcia 110 kV ze źródłami wytwórczymi mają być wyposażane w dodatkowe szybkie wielokanałowe cyfrowe rejestratory zakłóceń.
- 9.7. Rejestrator szybki do analizy zwarć powinien charakteryzować się następującymi parametrami:
- zapisywać z wymaganą dokładnością od składowej stałej do piątej harmonicznej;
 - czas rejestracji minimum 10 s;
 - częstotliwość próbkowania min. 3000 Hz.
- 9.8. Rejestrator szybki powinien być synchronizowany zegarem czasu rzeczywistego z poziomu systemu sterowania i nadzoru, a w przypadku braku możliwości synchronizacja powinna odbywać się zegarem z poziomu stacji.
- 9.9. Oprogramowanie do pozyskiwania, analizy i przetwarzania danych powinno umożliwiać wspólne pokazywanie przebiegów pochodzących z wielomodułowego rejestratora.
- 9.10. Spełnienie jednego kryterium uruchomienia rejestratora, o którym mówi się w punkcie 9.2., powinno umożliwiać uruchomienie całego systemu rejestracji stacji.
- 9.11. System rejestracji powinien być przystosowany do rozbudowy.
- 9.12. Dla poszczególnych kryteriów powinien być definiowany poziom wyzwolenia. Spełnianie kryterium powinno być rejestrowane w formie sygnałów dwustanowych.
- 9.13. Wymagany dla rejestratorów dodatkowych czas rejestracji:
- przed zakłóceniem do 500 ms;
 - po zakłóceniu, czyli po zaniku pobudzenia do 100 ms;
 - czas kontynuacji, rejestrator powinien zapewnić rejestrację pełnego cyklu WZW automatyki SPZ.
- 9.14. Układy wejściowe analogowe powinny zapewniać, zgodnie z klasą urządzenia, przenoszenie sygnałów analogowych w zakresie częstotliwości od 0 do 1/10 częstotliwości próbkowania i bez klasy, do 1/3 częstotliwości próbkowania. Dokładność torów analogowych rejestratora powinna wynosić +/- 0,5% w zakresie:
- dla torów prądowych od 10% prądu znamionowego przekładników do pełnego zakresu pomiarowego określonego liczbą przetężeńiową;
 - dla torów napięciowych od 1% do pełnego zakresu pomiarowego kanału napięciowego;
 - rejestratora wolnego od 5% do 200% prądu znamionowego przekładników prądowych dla przebiegów wolnozmiennych;
- Poziom szumów w dowolnym kanale analogowym nie powinien przekraczać 62 dB dla sygnału.
- 9.15. Obciążalność kanałów analogowych powinna być na poziomie:
- Kanały analogowe prądowe (wejścia prądowe) powinny charakteryzować się:
- wytrzymałością długotrwałą – 200% znamionowej wartości prądu;
 - wytrzymałością 1-minutową – 500% znamionowej wartości prądu;
 - wytrzymałością 3-sekundową – nie mniej niż 30 razy znamionowa wartość prądu lub 1,5-krotność maksymalnego prądu zwarcia w miejscu zainstalowania, (w zależności, która wartość jest większa);
 - wprowadzanym obciążeniem o wartości nieprzekraczającej 2,5 VA.
- Kanały analogowe napięciowe powinny być zaprojektowane na zakres pomiarowy co najmniej 200 V wartości skutecznej.
- Wejścia wysokonapięciowe powinny charakteryzować się:
- impedancją w stanie normalnym minimum 10 kΩ;
 - obciążeniem nie przekraczającym 10 VA przy 200 V RMS;
 - kanałami analogowymi używanymi do pomiarów napięć stałych, posiadającymi zakresy pomiarowe nie mniejsze niż +/- 300 V;
 - impedancją wejściową nie mniejszą niż 10 kΩ.

- 9.16. Zasilanie rejestratora powinno być realizowane z wydzielonego obwodu potrzeb własnych prądu stałego stacji.
- 9.17. Rejestrator powinien być wyposażony w wyjścia przekaźnikowe sygnalizujące:
- brak zasilania lub uszkodzenie sprzętowe;
 - zapelnienie pamięci bufora;
- Alarm ten powinien się uruchamiać w przypadku wykorzystania połowy pamięci bufora. Przepelnienie tej pamięci rozpoczyna zapisywanie nowych zdarzeń w miejsce najstarszych.*
- utrata zewnętrznej synchronizacji czasu;
 - status działania rejestratora;
 - praca rejestratora.
- Rejestrator powinien uaktywniać jedno z wyjść dwustanowych, w przypadku gdy wszystkie jego elementy pracują poprawnie.
- 9.18. Program do analizy zakłóceń i zdarzeń powinien posiadać interfejs w języku polskim oraz umożliwiać wyeksportowanie oraz import danych pochodzących z rejestratorów zgodnie ze standardem COMTRADE.

10. Wymagania odnośnie przekładników do współpracy z EAZ.

- 10.1. Przyjmuje się jako podstawową wartość znamionowego prądu wtórnego 1 A lub 5 A.
- 10.2. W polu liniowym 110 kV należy przewidzieć następujące przeznaczenie poszczególnych rdzeni przekładników prądowych:
- pomiar energii (o ile pomiar w danym polu jest wymagany);
 - lokalny pomiar mocy, prądu, miernik jakości energii;
 - zabezpieczenie podstawowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe;
 - różnicowe zabezpieczenie szyn zbiorczych oraz LRW.
- Dopuszcza się by LRW było na wspólnym rdzeniu z zabezpieczeniem rezerwowym.
- 10.3. W polu łącznika szyn 110 kV w stacji systemowych należy przewidzieć następujące przeznaczenie poszczególnych rdzeni przekładników prądowych:
- lokalny pomiar mocy, prądu;
 - zabezpieczenie odległościowe;
 - zabezpieczenie nadprądowe/ziemnozwarciowe;
 - różnicowe zabezpieczenie szyn zbiorczych oraz LRW.
- 10.4. W polu łączników szyn 110 kV w stacji w układzie „H” i „1S” należy przewidzieć następujące przeznaczenie poszczególnych rdzeni przekładników prądowych:
- lokalny pomiar prądu;
 - zabezpieczenie nadprądowe;
 - różnicowe zabezpieczenie szyn zbiorczych oraz LRW.
- 10.5. W polu transformatorowym 110 kV należy przewidzieć następujące obwody prądowe:
- lokalny pomiar prądu, miernik jakości energii (o ile wymagany);
 - zabezpieczenie różnicowe;
 - zabezpieczenie nadprądowe-zwłoczne;
 - zabezpieczenie autonomiczne;
 - różnicowe zabezpieczenie szyn zbiorczych oraz LRW.
- 10.6. Rdzeń prądowy dla zabezpieczenia odległościowego należy projektować w układzie gwiazdowym uziemionym od strony linii.
- 10.7. W celu zapewnienia prawidłowej pracy zabezpieczenia różnicowego, w polach współpracujących z zabezpieczeniem różnicowym, należy stosować jednakowe w każdej fazie przekładniki prądowe, posiadające identyczne parametry i maksymalnie zbliżone charakterystyki magnesowania.
- 10.8. Połączenia rdzeni prądowych dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego pola 110 kV powinny tworzyć układ Holmgreena, przy czym prądy każdej fazy należy doprowadzić do listwy zaciskowej szafy sterowniczo-przekaźnikowej pola w pomieszczeniu nastawni.

- 10.9. Rdzenie prądowe zabezpieczenia szyn zbiorczych powinny (poprzez szafkę kablową pola o ile będzie stosowana) trafiać bezpośrednio do szaf (szafy) zabezpieczenia ZSZ.
- 10.10. Każdy obwód prądowy musi być uziemiony z jednej strony. Uziemienie rdzeni prądowych przekładników 110 kV realizuje się w skrzynce zaciskowej przekładnika. Dla przekładników zamontowanych w rozdzielnicach małogabarytowych SN dopuszcza się, aby uziemienie było realizowane na listwie zaciskowej pola.
- 10.11. Wartości mocy poszczególnych rdzeni należy dobrać na etapie projektu na podstawie obliczeń do planowego obciążenia rdzeni.
- 10.12. Współczynnik graniczny dokładności (n_{gr})¹⁰ dla przekładników prądowych w obwodach zabezpieczeń powinien być nie mniejszy niż:
 - 20 dla przekładników rozdzielni 110 kV,
 - 10 dla przekładników rozdzielni SN.
- 10.13. Dla realizacji pomiaru prądu ziemnozwarciowego w polach linii SN należy stosować przekładnik Ferrantiego z rdzeniem dzielonym.
- 10.14. Zalecana wartość pierwotnego prądu przekładników Ferrantiego powinna być jednolita i wynosić 100 A.
- 10.15. Wartość wtórnego prądu przekładnika ziemnozwarciowego należy przyjąć 1 A.
- 10.16. Przekładnik ziemnozwarciowy powinien mieć wyprowadzone na listwę zaciskową dodatkowe uzwojenie służące do symulowania przepływu prądu pierwotnego.
- 10.17. Przyjmuje się jako podstawową wartość znamionowego napięcia wtórnego $100/\sqrt{3}$, $100/3$ i 100 dla przekładników w układzie V.
- 10.18. W polu liniowym 110 kV należy przewidzieć następujące obwody napięciowe:
 - pomiar energii (o ile pomiar w danym polu jest wymagany);
 - lokalny pomiar mocy, napięcia, miernik jakości energii (o ile jest wymagany);
 - zabezpieczenie podstawowe;
 - zabezpieczenie rezerwowe.
- 10.19. W polu łącznika szyn 110 kV w stacji systemowej należy przewidzieć następujące obwody napięciowe:
 - lokalny pomiar mocy, napięcia;
 - zabezpieczenie odległościowe;
 - zabezpieczenie ziemnozwarciowe.
- 10.20. Każdy obwód napięciowy musi być zabezpieczony odpowiednio dobranymi dla zapewnienia selektywności wyłącznikami samoczynnymi ze stykami pomocniczymi dla realizacji sygnalizacji wyłączenia.
- 10.21. Każdy obwód napięciowy musi z jednej strony być uziemiony. Zaleca się uziemienie każdego punktu gwiazdowego uzwojeń przekładników napięciowych. Dla przekładników zamontowanych w rozdzielnicach małogabarytowych SN dopuszcza się, aby uziemienie było realizowane na listwie zaciskowej pola.
- 10.22. Uzwojenie napięciowe dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego w polach rozdzielni 110 kV powinno tworzyć układ otwartego trójkąta, przy czym napięcia każdej fazy należy doprowadzić do listwy zaciskowej w pomieszczeniu nastawni.
- 10.23. Źródłem napięć pomiarowych $3U_0$ dla realizacji zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach rozdzielni SN są przekładniki napięciowe w polach pomiaru napięcia.
- 10.24. Uzwojenie napięciowe dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego SN powinno tworzyć układ otwartego trójkąta. Napięcie $3U_0$ powinno być rozproszony do pól SN w ramach obwodów okrężnych.
- 10.25. Obwód $3U_0$ musi być zabezpieczony odpowiednio dobranym wyłącznikiem automatycznym, którego działanie musi być sygnalizowane (telesygnalizowane).
- 10.26. Wartości mocy poszczególnych uzwojeń należy dobrać na etapie projektu.

¹⁰ Współczynnik graniczny dokładności (n_{gr}) jest to stosunek znamionowego granicznego prądu pierwotnego (I_{pngr}) do znamionowego prądu pierwotnego przekładnika (I_{pn}).
Znamionowy graniczny prąd pierwotny (I_{pngr}) jest to wartość skuteczna prądu pierwotnego, do której przekładnik spełnia wymagania w zakresie błędów całkowitych.

11. Wymagania dotyczące rozdzielnic potrzeb własnych RPWP 400/230 V AC, RPWS 220 V DC i RPWG 230 V AC.

11.1. Rozdzielnica potrzeb własnych prądu przemiennego RPWP 400/230 V AC.

- 11.1.1. Stacje 110 kV/SN oraz SN/SN są wyposażane w dwusekcyjne rozdzielnice potrzeb własnych 400/230 V AC.
- 11.1.2. Rozdzielnice zasilane są z transformatorów potrzeb własnych SN/0,4/0,23 kV. Dodatkowo należy przewidzieć możliwość zasilenia rozdzielnicy potrzeb własnych AC z agregatu poprzez złącze wyprowadzone na zewnętrzną ścianę budynku rozdzielni.
- 11.1.3. W przypadku wyposażenia stacji w więcej niż dwa transformatory potrzeb własnych, należy przewidzieć możliwość zasilania rozdzielnicy potrzeb własnych ze wszystkich dostępnych źródeł za pomocą odpowiednich łączników.
- 11.1.4. Rozdzielnica potrzeb własnych 400/230 V AC powinna posiadać co najmniej dwa źródła zasilania.
- 11.1.5. Normalna praca rozdzielnic potrzeb własnych 400/230 V AC odbywa się przy wyłączonym wyłączniku pola łącznika szyn.
- 11.1.6. Z rozdzielnic potrzeb własnych 400/230 V AC zasilane są:
 - napędy wszystkich łączników 110 kV i SN, z wyjątkiem wyłączników;
 - obwody pomocnicze rozdzielnicy 110 kV,
 - obwody pomocnicze rozdzielnicy SN,
 - prostowniki;
 - zasilacze UPS;
 - ogrzewanie urządzeń WN i szafek kablowych;
 - obwody instalacji elektrycznych oświetlenia i ogrzewania;
 - oświetlenie zewnętrzne;
 - obwody pomocnicze szaf zabezpieczeń,
 - itp.
- 11.1.7. Rozdzielnice powinny posiadać:
 - jeden sekcjonowany system szyn zbiorczych z wyłącznikami w polach zasilających i polu łącznika szyn;
 - niezbędną liczbę odplywów trójfazowych wyposażonych w rozłączniki bezpiecznikowe z uwzględnieniem 15% rezerwy;
 - niezbędną liczbę odplywów jednofazowych wyposażonych w rozłączniki bezpiecznikowe z uwzględnieniem 15% rezerwy;
 - zabudowaną automatykę SZR pomiędzy polami zasilającymi pracującymi w trybie rezerwy ukrytej¹¹;
 - dla realizacji automatyki SZR stosowane są dedykowane przekaźniki realizujące funkcję SZR (w tym SZR powrotny); wyposażone w rejestrator zdarzeń. Nie dopuszcza się wykorzystywania sterowników PLC dla realizacji automatyki SZR.
 - pomiar napięcia na dopływach ze zdalną sygnalizacją zaniku napięcia na każdej sekcji;
 - zdalne sterowanie i sygnalizację stanu położenia wyłączników w polach zasilających i polu łącznika szyn,
 - bilansowy pomiar energii elektrycznej w polach zasilających z transformatorów potrzeb własnych SN/nN,
 - ochronę przeciwprzepięciową,
 - ochronę przed porażeniem,
- 11.1.8. Rozdzielnice są przystosowane do pracy w układzie sieciowym TN-S.
- 11.1.9. Konstrukcje rozdzielnic są wykonane z trzech szaf z drzwiami transparentnymi. Ponadto charakteryzują się: swobodnym dostępem do zacisków, możliwością łatwego okablowania i łatwej wymiany wyposażenia.

¹¹ Układ rezerwy „ukrytej” jest to układ, w którym każda sekcja rozdzielnicy jest zasilana z innego źródła zasilania wyłącznik w polu łącznika szyn pozostaje wyłączony.

Zaleca się aby szafy rozdzielnic potrzeb własnych umożliwiały dwustronny dostęp do urządzeń i zacisków.

- 11.1.10. Sterowanie i zbrojenie wyłączników w polach zasilających i polu łącznika szyn powinno odbywać się z wykorzystaniem napięcia pomocniczego 220 VDC.
- 11.1.11. Rozdzielnice są opatrzone w przejrzyste legendy umożliwiające łatwą identyfikację poszczególnych obwodów.
- 11.1.12. Przestrzeń wewnątrz rozdzielnicy podzielona jest na trzy przedziały:
 - aparatowy, zawierający wyposażenie poszczególnych bloków;
 - szynowy, w którym umieszczone są szyny zbiorcze;
 - przyłączowy, gdzie usytuowane są zaciski przyłączowe i kable (wejście kabli zasilających i odpływowych do szaf od dołu).

11.2. **Rozdzielnica potrzeb własnych prądu stałego RPWS 220 V DC.**

- 11.2.1. Stacje 110 kV/SN oraz SN/SN wyposaża się w dwusekcyjne rozdzielnice potrzeb własnych 220 V DC.
- 11.2.2. Rozdzielnice 220 V DC zasilane są z rozdzielnic potrzeb własnych 400/230 V AC za pośrednictwem:
 - jednego prostownika pracującego w układzie buforowym z jedną baterią akumulatorów 220 V DC w przypadku stacji 110 kV/SN pracującej w układzie LT oraz dla stacji SN/SN,
 - dwóch prostowników pracujących w układzie buforowym z dwiema bateriami akumulatorów 220 V DC w przypadku układów H5, 1S i 2S stacji 110 kV/SN.Dodatkowo należy przewidzieć możliwość podłączenia baterii przewoźnej.
- 11.2.3. Rozdzielnice posiadają:
 - dwie sekcje rozdzielone rozłącznikiem;
 - w każdej sekcji niezbędną liczbę odpływów wyposażonych w rozłączniki bezpiecznikowe z uwzględnieniem 30% rezerwy;
 - pomiar napięcia na szynach poszczególnych sekcji ze zdalną sygnalizacją obniżenia lub podwyższenia napięcia na każdej sekcji;
 - pomiar prądu baterii akumulatorów 220 V;
 - możliwość realizacji telepomiaru napięcia baterii akumulatorów 220 V;
 - układ kontroli poziomu izolacji;
 - rejestrator pracy baterii (kontrola pracy buforowej, rozładowania i ładowania, rejestracja zdarzeń alarmowych, interfejs dla zdalnej kontroli pracy zasilaczy);
 - wymaganą przez prostowniki wentylację;
 - wejście kabli zasilających i odpływowych do szaf od dołu;
 - zaciski uziemiające.
- 11.2.4. Rozdzielnice powinny być przystosowane do pracy w układzie sieciowym IT.
- 11.2.5. Rozdzielnica potrzeb własnych 220 V DC powinna być wyposażona w układ kontroli stanu izolacji i lokalizacji doziemień. Układ powinien być oparty o mikroprocesorowy system nadzoru sieci prądu stałego 220 V DC z wykorzystaniem stacjonarnych przekładników pomiarowych, zabudowanych na każdym odpływie.
Układ kontroli stanu izolacji i lokalizacji doziemień powinien:
 - umożliwiać przekazywanie informacji do SSiN o stanie izolacji i lokalizacji doziemień za pomocą standardowych protokołów komunikacyjnych;
 - umożliwiać identyfikację uszkodzonego odpływu na podstawie wartości rezystancji doziemnej odpływu.
- 11.2.6. Do zasilania rozdzielnicy stosuje się dwa zasilacze buforowe 220 V o prądzie min. 30 A, poziomie tętnień < 0,5%, minimalnej sprawności 85%, wyposażone w:
 - układ kompensacji termicznej napięcia ładowania baterii;
 - kontrolę ciągłości obwodów baterii;
 - funkcję ładowania forsującego;
 - interfejs do zdalnej kontroli;
 - zespół przekaźników alarmowych.
- 11.2.7. Konstrukcje rozdzielnic są wykonane z szaf wolnostojących z drzwiami transparentnymi. Ponadto charakteryzują się:

- swobodnym dostępem do zacisków;
 - możliwością łatwego okablowania;
 - możliwością łatwej wymiany wyposażenia.
- 11.2.8. Zaleca się aby szafy rozdzielnic potrzeb własnych umożliwiały dwustronny dostęp do urządzeń.
- 11.2.9. Rozdzielnice są opatrzone w przejrzyste legendy umożliwiające łatwą identyfikację poszczególnych obwodów.
- 11.3. **Baterie akumulatorów 220 V DC.**
- 11.3.1. Do zasilania potrzeb własnych 220 V DC stosowane są jedna lub dwie baterie akumulatorów 220 V o następujących parametrach:
- bateria złożona z 106 pojedynczych ogniw ołowiowo–kwasowych;
 - płyta dodatnia ogniw, wielkopowierzchniowa;
 - minimalna żywotność projektowa ogniw 25 lat;
 - pojemność dostosowana do wymaganego obciążenia i zapewniającą minimum 8-godzinną autonomię;
 - ogniwa wyposażone są w zewnętrzne korki ograniczające ubytek elektrolitu, w których zachodzi proces katalitycznej rekombinacji tlenu i wodoru o żywotności minimum 25 lat, zapewniające bezobsługowość w zakresie dolewania wody destylowanej;
 - poziom rekombinacji gazów, min. 90%.
 - ogniwa wykonane są zgodnie z normami PN-EN 60896-11, PN-EN 60896-22 i DIN 40738;
 - naczynia ogniw, wykonane z przezroczystego materiału SAN;
 - połączenia pomiędzy ogniwami, skręcane, w pełni izolowane, z możliwością dokonywania pomiaru napięcia ogniw.
- 11.3.2. Baterie zabudowywane są na stojakach pokrytych powłoką kwasoodporną, w wydzielonym pomieszczeniu akumulatorni. Budowa stojaków oraz rozmieszczenie ogniw powinny umożliwić dogodną obserwację procesów starzeniowych zachodzących na płytach baterii. Pod stojakami należy zastosować specjalne kuwety z polipropylenu do wylapywania ewentualnych wycieków elektrolitu.
- 11.3.3. Bieguny „+” „-” baterii wyprowadza się na zewnątrz akumulatorni, do dwóch osobnych skrzynek z tworzywa sztucznego, o przezroczystych obudowach, z zabudowanymi bezpiecznikami. Połączenie pomiędzy baterią a zabezpieczeniami baterii powinno być wykonane dwoma niezależnymi kablami, osobno biegun „+” i biegun „-”.
- 11.4. **Rozdzielnica potrzeb własnych napięcia gwarantowanego RPWG 230 V AC**
- 11.4.1. Jednosekcyjna rozdzielnica napięcia gwarantowanego 230 V AC powinna być zasilana przez falownik, pracujący synchronicznie z siecią 400/230 V. Falownik powinien być zasilany napięciem jednofazowym 230 V z RPWP 400/230 V AC oraz napięciem stałym z RPWS 220 V DC. Zasilania falownika powinny być zabezpieczone wkładkami topikowymi w w/w rozdzielnicach potrzeb własnych.
- 11.4.2. Falownik powinien mieć transformator wyjściowy zapewniający separację galwaniczną od strony odbiorów.
- 11.4.3. Wyjście falownika powinno być zabezpieczone w postaci elektronicznego ograniczenia prądu.
- 11.4.4. Szyny rozdzielnic napięcia gwarantowanego należy zasilić poprzez przełącznik bezstykowy z falownika lub bezpośrednio z RPWP 400/230 V AC. Przełączenie bezprzerwowe następuje w przypadku uszkodzenia falownika.
- 11.4.5. Dla celów serwisowych pomiędzy przełącznikiem statycznym, a szynami rozdzielnic należy zabudować przełącznik serwisowy umożliwiający podanie napięcia z falownika lub bezpośrednio z RPWP 400/230 V AC
- 11.4.6. Na wyjściach rozdzielnic do zasilania odbiorów powinny być zastosowane rozłączniki bezpiecznikowe z 15% rezerwą oraz kontrolą napięcia każdego obwodu.
- 11.4.7. Falownik oraz przełącznik bezstykowy powinny być wyposażone w układy zapewniające zdalny monitoring stanu systemu zasilania napięciem gwarantowanym 230 V. Rozdzielnica

RNG 230 V powinna być wyposażona w układ sygnalizacji stanu obwodów wyjściowych. Monitoring systemu zasilania napięciem gwarantowanym 230 V powinien generować sygnały dwustanowe. Sygnały te mają być wprowadzone do SSiN.

- 11.4.8. Konstrukcja rozdzielnic powinna być wykonana w postaci szaf wolnostojących charakteryzować się:
- mechaniczną wytrzymałością,
 - swobodnym dostępem do zacisków,
 - łatwością okablowania,
 - łatwością wymiany elementów.
- 11.4.9. Moc układu napięcia gwarantowanego 230 V, 50 Hz należy dobrać tak, by posiadał on rezerwę mocy w stosunku do pełnego projektowanego zapotrzebowania w wysokości co najmniej 15%.

12. Załączniki:

Załącznik nr 1 – Przepisy i normy związane.

Załącznik nr 2 – Rysunki.