

**WYTYCZNE DO BUDOWY
SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH
W PGE DYSTRYBUCJA S.A.**

Data zatwierdzenia: 2019/02/04
Obowiązuje od: 2019/02/04

TOM 2

**STACJE ELEKTROENERGETYCZNE WN/SN
I SN/SN, ROZDZIELNIE SIECIOWE WN I SN(RS)**

Zatwierdzono

PGE Dystrybucja S.A.

Wiceprezes Zarządu
Jan Frania

SPIS TREŚCI

1.	WSTĘP.....	4
2.	ZAKRES OPRACOWANIA	4
3.	NORMY I PRZEPISY – tom 9 wytycznych.....	4
4.	OZNAKOWANIA I OPISY – tom 10 wytycznych.....	4
5.	Sposób pracy punktu neutralnego sieci elektroenergetycznej	4
6.	Rozdzielnie 110 kV.....	4
7.	Stanowiska transformatorów	5
8.	Podstawowe wymagania transformatorów 110/15 kV	6
8.1.	Transformatory 110/15/15 kV o mocy 40/20/20 MVA:	6
8.2.	Transformatory 110/15 kV o mocy 40 MVA.	8
8.3.	Transformatory 110/15 kV o mocy 25 MVA:	10
8.4.	Transformatory 110/15 kV o mocy 16 MVA.	11
8.5.	Podstawowe wymagania dla tabliczek znamionowych:	13
9.	Rozdzielnie SN	14
10.	Zabezpieczenia i automatyki stacyjne rozdzielni 110 kV.....	15
10.1.	Cyfrowe terminale zabezpieczeniowe	16
10.2.	Cyfrowe sterowniki pól 110 kV	16
10.3.	Cyfrowe rejestratory zakłóceń sieciowych oraz lokalizatory miejsca zwarcia.....	16
10.4.	Zabezpieczenia i automatyka pól linii 110 kV.	17
10.5.	Zabezpieczenia pól 110 kV transformatorów 110/SN.	17
10.6.	Automatyki i zabezpieczenia związane z rozdzielnią 110 kV.	17
10.7.	Automatyka Regulacji Napięcia.	17
11.	Zabezpieczenia i automatyki stacyjne rozdzielni SN	18
11.1.	Terminale cyfrowe SN.	18
11.2.	Automatyki i zabezpieczenia związane z rozdzielnią SN.....	18
12.	Telemechanika	19
12.1.	Wymagania ogólne.	19
12.2.	Podstawowy zakres i funkcje telemechaniki	19
1.	Telesygnalizacja.....	19
2.	Telesterowanie.....	19
3.	Telemetria	19

4.	Dodatkowe funkcje telemechaniki	20
13.	Pomiary energii elektrycznej	20
14.	Potrzeby własne AC i DC.....	20
14.1.	Rozdzielnia potrzeb własnych prądu przemiennego.	20
14.2.	Rozdzielnia potrzeb własnych prądu stałego 220 V.....	20
15.	Podstawowe parametry urządzeń obwodów pierwotnych	21
15.1.	Wyłączniki 110 kV.	21
15.2.	Odłączniki 110 kV	22
15.3.	Ograniczniki przepięć 110 kV.	23
15.4.	Przekładniki prądowe 110 kV.....	23
15.5.	Przekładniki napięciowe 110 kV.....	24
15.6.	Przekładniki kombinowane 110 kV.....	24
15.7.	Aparatura modułowa/kompaktowa i w wykonaniu GIS.....	24
15.8.	Wyłączniki SN	26
15.9.	Baterie kondensatorów.....	27
1.	Podstawowe dane techniczne baterii:	27
2.	Parametry kondensatorów	27
16.	Łączność.....	27
16.1.	Sposoby realizacji transmisji ze stacji elektroenergetycznych:.....	27
16.2.	Wymagania dla urządzeń realizujących transmisję ze stacji elektroenergetycznych dla systemów łączności technologicznej OT.....	29
16.3.	Pomieszczenia przeznaczone dla urządzeń teletransmisyjnych	29
16.4.	Adresowanie urządzeń teletransmisyjnych	29
16.5.	Bezpieczeństwo sieci OT	30
17.	System ochrony technicznej obiektów (SOT)	30
18.	Ogólne zalecenia bhp, ochrony środowiska i przeciwpożarowe.....	30



1. WSTĘP

Celem „Wytycznych do budowy systemów elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.” (zwanymi dalej Wytycznymi), jest ujednolicenie rozwiązań technicznych stosowanych w PGE Dystrybucja S.A. przy projektowaniu i budowie nowych oraz modernizacji i utrzymaniu istniejących sieci elektroenergetycznych.

Parametry techniczne urządzeń określone w Wytycznych są wymaganiami minimalnymi.

Decyzje w sprawie szczegółowych rozwiązań technicznych podejmowane są przez kompetentne służby poszczególnych Oddziałów.

Należy stosować urządzenia elektroenergetyczne:

1. Spełniające wymagania norm i obowiązujących przepisów.
2. Posiadające niezbędne dokumenty (np. Deklaracje Zgodności CE – wyrób spełnia wymagania Dyrektyw „Nowego Podejścia Unii Europejskiej” certyfikaty, atesty, oceny techniczne, poświadczenia certyfikatu wydanego za granicą), potwierdzające podane przez producenta właściwości techniczne, uwzględniające wykonanie badania typu na zgodność z daną przedmiotową normą, wydane przez jednostkę posiadającą odpowiedni zakres akredytacji udzielony przez Polskie Centrum Akredytacji lub jednego z sygnatariuszy Wielostronnych Porozumień EA MLA, IAF MLA, ILAC MRA w zakresie respektowania udzielanych akredytacji (w takim przypadku niezbędne jest potwierdzenie przystąpienia jednostki akredytującej do Porozumienia o Współpracy Międzynarodowej). Badania typu muszą być przedstawione na żądanie PGE Dystrybucja S.A.

2. ZAKRES OPRACOWANIA

Niniejsze opracowanie określa podstawowe wymagania stawiane urządzeniom elektroenergetycznym oraz rozwiązania techniczne do stosowania w stacjach WN/SN i SN/SN, rozdzielniach sieciowych WN i SN (RS). Nie przewiduje się budowy stacji ze stałą obsługą.

3. NORMY I PRZEPISY – TOM 9 WYTYCZNYCH

4. OZNAKOWANIA I OPISY – TOM 10 WYTYCZNYCH

5. SPOSÓB PRACY PUNKTU NEUTRALNEGO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

1. Sieci 110 kV – punkt neutralny skutecznie uziemiony w miejscach określonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego w uzgodnieniu z Operatorem Systemu Przesyłowego.
2. Sieci SN mogą pracować w jeden z następujących sposobów:
 - sieć z izolowanym punktem neutralnym,
 - sieć z kompensacją,
 - sieć z punktem neutralnym uziemionym przez małą impedancję (rezystor).

6. ROZDZIELNIE 110 KV

6.1. Podstawowe wymagania:

1. Ze względu na bezpieczeństwo zapewnienia ciągłości dostaw energii, w stacjach posiadających więcej niż 4 pola liniowe (szczególnie w przypadkach przyłączenia ważnych odbiorców lub źródeł wytwórczych) należy rozważyć zastosowanie podwójnego systemu szyn zbiorczych 110 kV.
2. **Wszystkie pola rozdzielni 110 kV: liniowe, transformatorowe oraz łączników szyn wyposażone w wyłączniki.**

3. Technologie wykonania:

a. napowietrzne w wykonaniu:

- klasycznym,
- modułowym,
- HIS (izolacja SF₆ lub inny gaz, o równoważnych parametrach izolacyjnych, nie zaliczany do cieplarnianych),

b. wewnętrzne

- GIS (izolacja SF₆ lub inny gaz, o równoważnych parametrach izolacyjnych, nie zaliczany do cieplarnianych).

4. Oszynowanie rurowe (podstawowe) lub wykonane przewodami AFL/AFLs.
5. Wysokie ustawienie całości aparatury 110 kV.
6. Szafki sterownicze/napędowe/kablowe powinny być wyposażone w dławiki przepustowe przy wprowadzeniach kabli oraz grzałki z termostatami.
7. W pomieszczeniach lub na terenie ruchu energetycznego tablice i szafy przełącznikowe/pomiarowe oraz szafki sterownicze/napędowe/kablowe stalowe z powłoką antykorozyjną lub aluminiowe malowane proszkowo.
8. Wyłączniki z gaszeniem łuku w SF₆ (bez domieszek) lub próżnia.
9. Odłączniki oraz uziemniki z napędem elektrycznym ze zdalnym sterowaniem.
10. Przekładniki prądowe i napięciowe o ilości rdzeni i uzwojeń wg potrzeb. W wykonaniu indywidualnym lub jako przekładniki kombinowane 110 kV.
11. Ograniczniki przepięć w izolacji kompozytowej (warystorowe).
12. Aparatura rozdzielcza w obudowie z osłoną kompozytową lub w obudowie wynikającej z konstrukcji zastosowanej rozdzielnicy (wymagania dla izolacji 110 kV i SN podane są w Tomie 1 i Tomie 3 Wytycznych).
13. Wyposażona w urządzenia łączności oraz w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania, umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji oraz zdalny nadzór nad pracą urządzeń.
14. W obiektach do których wprowadzone są linie z przyłączonymi źródłami wytwórczymi oraz do których przyłączeni są odbiorcy wprowadzający lub mogący wprowadzić zakłócenia do sieci PGE Dystrybucja należy stosować analizatory jakości energii. W pozostałych stacjach/rozdzielniach należy zapewnić możliwość podłączenia analizatora jakości energii elektrycznej.

7. STANOWISKA TRANSFORMATORÓW

Szczelne stanowiska dla transformatorów mocy 110/SN, powinny odpowiadać aktualnym wymagom ochrony środowiska i przepisom p.poż., oraz powinny być przystosowane do ustawienia jednostek o mocy 25 MVA, 40 MVA, 63 MVA lub 80 MVA. Zapisy stosuje się odpowiednio do stanowisk transformatorów potrzeb własnych.



8. PODSTAWOWE WYMAGANIA TRANSFORMATORÓW 110/15 KV

Poniżej przedstawiono parametry dla typowych transformatorów. Dla transformatorów nie wymienionych poniżej, parametry należy dobierać indywidualnie w zależności od warunków pracy. Wykonanie – według normy wskazanej w Tomie 9 Wytycznych.

Wymagania ogólne:

8.1. Transformatory 110/15/15 kV o mocy 40/20/20 MVA:

1. Przekładnia: 115/16,5/16,5 kV.
2. Zakres regulacji: $\pm 10\%$, $\pm (8 \text{ lub } 10)$ stopni.
3. Grupa połączeń: YNd11d11.
4. Napięcie zwarcia dla mocy 40 MVA z tolerancją $\pm 7,5\%$.

dla transformatorów z uzwojeniami DN dzielonymi:

- GN–DN1: 11,0 %,
- GN–DN2: 11,0 %,
- DN1–DN2: 22,0 %,

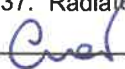
dla transformatorów z uzwojeniami DN wspólnymi:

- GN–DN1: 11,0 %,
- GN–DN2: 18,0 %,
- DN1–DN2: 6,5 %,

(na zaczepie znamionowym).

5. Straty jałowe (P_0) max: ≤ 15 kW.
6. Straty obciążeniowe (P_k) max: ≤ 165 kW.
7. Wskaźnik maksymalnej sprawności PEI $\geq 99,742\%$
8. Chłodzenie: ON–AN
9. Liczba faz: 3
10. Częstotliwość: 50 Hz.
11. Rodzaj pracy: C
12. Płyn izolacyjny: olej mineralny nieinhibowany.
13. Poziom wyładowań niepełnych: zgodnie z pkt 11.3. PN-EN 60076-3: 2014.
Wartość zmierzona przy poziomie napięcia $(1,2 \times U_r)/\sqrt{3}$ po okresie 1 godziny przy poziomie tła PD ≤ 50 pC:
PD ≤ 100 pC
14. Poziom izolacji punktu neutralnego: LI: 450 kV, AC: 185 kV.
15. Poziom izolacji zacisków GN: LI: 550 kV, AC: 230 kV
16. Poziom izolacji zacisków DN: LI: 95 kV, AC: 38 kV ($U_m=17,5$ kV)
17. Uzwojenia GN i DN: miedź elektrolityczna
18. Rdzeń: blacha zimnowalcowana o niskiej stratności
19. Beznapięciowy przełącznik zacsepów: regulacja $\pm 2 \times 2,5\%$ z napędem ręcznym sprowadzonym do poziomu obsługi.
20. Podobciążeniowy próżniowy przełącznik zacsepów:
 - a. trwałość PPZ min. 800 000 łączeń,

- b. napęd wyposażony w nadajnik sygnału pozycji PPZ w kodzie BCD,
 - c. wyposażenie dodatkowe:
 - odbiornik sygnałów BCD z nadajnika w napędzie (do zamontowania w nastawni),
 - układ odcięcia napięcia silnika napędu PPZ przy przekroczeniu granicznych wartości napięcia SN, umożliwiający sterowanie PPZ w dół.
21. Punkt probierczy poboru oleju z PPZ: sprowadzony do poziomu obsługi.
22. Poziom ciśnienia akustycznego: ≤ 59 dB.
23. Wymagana moc na zaczepekach skrajnych: pełna moc na wszystkich zaczepekach.
24. Prąd stanu jałowego: $\leq 0,1$ % (maksymalna wartość indukcji w rdzeniu: 1,95T przy przewzbudzeniu 1,1 U_n)
25. Transformator powinien wytrzymywać zwarcia trójfazowe bezpośrednie po stronie DN przy zasilaniu z sieci 110 kV o mocy zwarcia równej mocy pozornej sieci w miejscu zainstalowania transformatora (w przypadku, gdy jej wielkość nie jest podana przyjmować należy 6000 MVA o czasie trwania $t = 2$ sekundy)
26. Izolatory przepustowe strony GN i N: olejowe kondensatorowe z wyprowadzonym punktem pomiarowym; kompozytowe lub porcelanowe
27. Izolatory przepustowe strony DN: napowietrzne, kompozytowe lub porcelanowe
28. Konserwator dwukomorowy z magnetycznymi wskaźnikami poziomu oleju (konserwator kadzi wyposażony w elastyczny worek).
29. Przekazniki gazowo–przepływowe dla kadzi transformatora i gazowo–podmuchowe przełącznika zaczepek.
30. Ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa z rurą spustową doprowadzoną do misy.
31. Wskaźniki temperatury oleju, rdzenia, uzwojenia transformatora i temperatury zewnętrznej do sterowania układem chłodzenia i sygnalizacji temperatur progowych i niebezpiecznych:
- a) olej:
 - termometr tarczowy dwukontaktowy (czujniki termometrów umieszczone w kieszeniach termometrycznych w pokrywie kadzi w sposób zapewniający tłumienie drgań transformatora), z utrwaleniem maksymalnej pomierzonej temperatury,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - b) rdzeń transformatora:
 - przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot) – pomiar dostępny w nastawni i przesyłany do SCADA,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - c) uzwojenia transformatora – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot),
 - d) temperatura zewnętrznej – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot).
32. Obwody sterowania aparatury zabezpieczeń: szafa sterownicza, wykonana ze stali nierdzewnej.
33. Odwilżacze powietrza (2 szt.): bezobsługowe, sprowadzone do poziomu obsługi.
34. Zawór odcinający kłapowy zamykający wypływ oleju z konserwatora.
35. Transformator wyposażony w zawory kulowe do napełniania, spuszczenia i filtrowania oleju.
36. Zawory probiercze oleju z górnej i dolnej części transformatora.
37. Radiatory ocynkowane.



38. Kadz wraz z konserwatorem, podwoziem i orurowaniem zabezpieczone antykorozyjnie przez malowane z zewnątrz co najmniej dwuwarstwowo farbami grubo powłokowymi w kolorze szarym. Kadz malowana wewnątrz farbą odporną na zastosowany czynnik chłodząco-izolujący.
39. Konstrukcja kadzi umożliwiająca podniesienie transformatora przy pomocy podnośników hydraulicznych, suwnic lub dźwigów.
40. Transformator wyposażony w co najmniej dwa zaciski uziemiające.
41. Regulowany rozstaw kół: 1505/3010.
42. Elementy złączne (śruby, nakrętki, podkładki) wykonane ze stali nierdzewnej.

8.2. Transformatory 110/15 kV o mocy 40 MVA.

1. Przekładnia: 115/15,75; 115/16,5; (115/21) kV.
2. Zakres regulacji: $\pm 10\%$, $\pm$ (8 lub 10) stopni.
3. Grupa połączeń: YNd11.
4. Napięcie zwarcia (U_z) z tolerancją $\pm 7,5\%$: 18,0 %, (na zaczeple znamionowym).
5. Straty jałowe (P_o) max: ≤ 15 kW.
6. Straty obciążeniowe (P_k) max: ≤ 165 kW.
7. Wskaźnik maksymalnej sprawności PEI $\geq 99,742$ %
8. Chłodzenie: ON-AN
9. Liczba faz: 3
10. Częstotliwość: 50 Hz.
11. Rodzaj pracy: C
12. Płyn izolacyjny: olej mineralny nieinhibitowany.
13. Poziom wyładowań niezupełnych: zgodnie z pkt 11.3. PN-EN 60076-3: 2014.
Wartość zmierzona przy poziomie napięcia $(1,2 \times U_r)/\sqrt{3}$ po okresie 1 godziny przy poziomie tła PD ≤ 50 pC:
PD ≤ 100 pC
14. Poziom izolacji punktu neutralnego: LI: 450 kV, AC: 185 kV.
15. Poziom izolacji zacisków GN: LI: 550 kV, AC: 230 kV.
16. Poziom izolacji zacisków DN: LI: 95kV, AC: 38kV ($U_m = 17,5$ kV); LI: 125kV, AC: 50kV ($U_m = 24$ kV).
17. Uzwojenia GN i DN: miedź elektrolityczna
18. Rdzeń: blacha zimnowalcowana o niskiej stratności
19. Podobciążeniowy próżniowy przełącznik zaczeplów:
 - a. trwałość PPZ min. 800 000 łączeń,
 - b. napęd wyposażony w nadajnik sygnału pozycji PPZ w kodzie BCD,
 - c. wyposażenie dodatkowe:
 - odbiornik sygnałów BCD z nadajnika w napędzie (do zamontowania w nastawni),
 - układ odcięcia napięcia silnika napędu PPZ przy przekroczeniu granicznych wartości napięcia SN, umożliwiający sterowanie PPZ w dół,
20. Punkt pobierczy poboru oleju z PPZ: sprowadzony do poziomu obsługi.
21. Poziom ciśnienia akustycznego: ≤ 59 dB.
22. Wymagana moc na zaczeplach skrajnych : pełna moc na wszystkich zaczeplach.

23. Prąd stanu jałowego: $\leq 0,1 \%$, (maksymalna wartość indukcji w rdzeniu: 1,95T przy przewzbudzeniu $1,1 U_n$)
24. Transformator powinien wytrzymywać zwarcia trójfazowe bezpośrednie po stronie DN przy zasilaniu z sieci 110 kV o mocy zwarcia równej mocy pozornej sieci w miejscu zainstalowania (w przypadku gdy jej wielkość nie jest podana przyjmować należy 6000 MVA o czasie trwania $t = 2$ sekundy).
25. Izolatory przepustowe strony GN i N: olejowe kondensatorowe z wyprowadzonym punktem pomiarowym; kompozytowe lub porcelanowe.
26. Izolatory przepustowe strony DN: napowietrzne, kompozytowe lub porcelanowe.
27. Konserwator dwukomorowy z magnetycznymi wskaźnikami poziomu oleju (konserwator kadzi wyposażony w elastyczny worek).
28. Przekazniki gazowo–przepływowe dla kadzi transformatora i gazowo–podmuchowe przełącznika zaczepów.
29. Ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa z rurą spustową doprowadzoną do misy.
30. Wskaźniki temperatury oleju, rdzenia, uzwojenia transformatora i temperatury zewnętrznej do sterowania układem chłodzenia i sygnalizacji temperatur progowych i niebezpiecznych:
 - a) olej:
 - termometr tarczowy dwukontaktowy (czujniki termometrów umieszczone w kieszeniach termometrycznych w pokrywie kadzi w sposób zapewniający tłumienie drgań transformatora), z utrwaleniem maksymalnej pomierzonej temperatury,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - b) rdzeń transformatora:
 - przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot) – pomiar dostępny w nastawni i przesyłany do SCADA,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - c) uzwojenia transformatora – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot),
 - d) temperatura zewnętrznej – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot).
31. Obwody sterowania aparatury zabezpieczeń: szafa sterownicza, wykonana ze stali nierdzewnej.
32. Odwilżacze powietrza (2 szt.): bezobsługowe, sprowadzone do poziomu obsługi.
33. Zawór odcinający klapowy zamykający wypływ oleju z konserwatora.
34. Transformator wyposażony w zawory kulowe do napełniania, spuszczenia i filtrowania oleju.
35. Zawory probiercze oleju z górnej i dolnej części transformatora,.
36. Radiatory ocynkowane.
37. Kadź wraz z konserwatorem, podwoziem i orurowaniem zabezpieczone antykorozyjnie przez malowane z zewnątrz co najmniej dwuwarstwowo farbami grubo powłokowymi w kolorze szarym. Kadź malowana wewnątrz farbą odporną na zastosowany czynnik chłodząco-izolujący.
38. Konstrukcja kadzi umożliwiająca podniesienie transformatora przy pomocy podnośników hydraulicznych, suwnic lub dźwigów.
39. Transformator wyposażony w co najmniej dwa zaciski uziemiające.
40. Regulowany rozstaw kół: 1505/3010.
41. Elementy złączne (śruby, nakrętki, podkładki) wykonane ze stali nierdzewnej.



8.3. Transformatory 110/15 kV o mocy 25 MVA:

1. Przekładnia: 115/15,75; 115/16,5; (115/21) kV.
2. Zakres regulacji: $\pm 10\%$, $\pm (8 \text{ lub } 10)$ stopni.
3. Grupa połączeń: YNd11.
4. Napięcie zwarcia (U_z) z tolerancją $\pm 7,5\%$: $= 12,0\%$, (na zaczeple znamionowym).
5. Straty jałowe (P_o) max: ≤ 12 kW.
6. Straty obciążeniowe (P_k) max: ≤ 115 kW.
7. Wskaźnik maksymalnej sprawności PEI: $\geq 99,700\%$
8. Chłodzenie: ON-AN
9. Liczba faz: 3
10. Częstotliwość: 50 Hz
11. Rodzaj pracy: C
12. Płyn izolacyjny: olej mineralny nieinhibitowany.
13. Poziom wyładowań niezupełnych: zgodnie z pkt 11.3. PN-EN 60076-3: 2014.
Wartość zmierzona przy poziomie napięcia $(1,2 \times U_r)/\sqrt{3}$ po okresie 1 godziny przy poziomie tła PD ≤ 50 pC
PD ≤ 100 pC
14. Poziom izolacji punktu neutralnego: LI: 450 kV, AC: 185 kV.
15. Poziom izolacji zacisków GN: LI: 550 kV, AC: 230 kV.
16. Poziom izolacji zacisków DN: LI: 95kV, AC: 38kV ($U_m = 17,5$ kV); LI 125kV, AC: 50kV ($U_m = 24$ kV).
17. Uzwojenia GN i DN: miedź elektrolityczna.
18. Rdzeń: blacha zimnowalcowana o niskiej strątności.
19. Podobciążeniowy próżniowy przełącznik zaczeplów:
 - a. trwałość PPZ: min. 800 000 łączeń,
 - b. napęd wyposażony w nadajnik sygnału pozycji PPZ w kodzie BCD,
 - c. wyposażenie dodatkowe:
 - odbiornik sygnałów BCD z nadajnika w napędzie (do zamontowania w nastawni),
 - układ odcięcia napięcia silnika napędu PPZ przy przekroczeniu granicznych wartości napięcia SN, umożliwiający sterownie PPZ w dół.
20. Punkt probierczy poboru oleju z PPZ: sprowadzony do poziomu obsługi.
21. Poziom ciśnienia akustycznego: ≤ 57 dB.
22. Wymagana moc na zaczeplach skrajnych: pełna moc na wszystkich zaczeplach.
23. Prąd stanu jałowego: $\leq 0,1\%$, (maksymalna wartość indukcji w rdzeniu: 1,95T przy przewzbudzeniu 1,1 U_n).
24. Transformator powinien wytrzymywać zwarcia trójfazowe bezpośrednie po stronie DN przy zasilaniu z sieci 110 kV o mocy zwarcia równej mocy pozornej sieci w miejscu zainstalowania transformatora (w przypadku gdy jej wielkość nie jest podana przyjmować należy 6000 MVA o czasie trwania $t = 2$ sekundy)
25. Izolatory przepustowe strony GN i N: olejowe kondensatorowe z wyprowadzonym punktem pomiarowym; kompozytowe lub porcelanowe
26. Izolatory przepustowe strony DN: napowietrzne, kompozytowe lub porcelanowe.
27. Konserwator dwukomorowy z magnetycznymi wskaźnikami poziomu oleju (konserwator kadzi wyposażony w elastyczny worek).



28. Przekładniki gazowo–przepływowe dla kadzi transformatora i gazowo–podmuchowe przełącznika zaczepów.
29. Ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa z rurą spustową doprowadzoną do misy.
30. Wskaźniki temperatury oleju, rdzenia, uzwojenia transformatora i temperatury zewnętrznej do sterowania układem chłodzenia i sygnalizacji temperatur progowych i niebezpiecznych:
 - a) olej:
 - termometr tarczowy dwukontaktowy (czujniki termometrów umieszczone w kieszeniach termometrycznych w pokrywie kadzi w sposób zapewniający tłumienie drgań transformatora), z utrwaleniem maksymalnej pomierzonej temperatury,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - b) rdzeń transformatora:
 - przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot) – pomiar dostępny w nastawni i przesyłany do SCADA,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - c) uzwojenia transformatora – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot),
 - d) temperatura zewnętrzna – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot).
31. Obwody sterowania aparatury zabezpieczeń: szafa sterownicza, wykonana ze stali nierdzewnej.
32. Odwilżacze powietrza (2 szt.): bezobsługowe, sprowadzone do poziomu obsługi.
33. Zawór odcinający klapowy zamykający wypływ oleju z konserwatora.
34. Transformator wyposażony w zawory kulowe do napełniania, spuszczenia i filtrowania oleju.
35. Zawory probiercze oleju z górnej i dolnej części transformatora.
36. Radiatory ocynkowane.
37. Kadź wraz z konserwatorem, podwoziem i orurowaniem zabezpieczone antykorozyjnie przez malowane z zewnątrz co najmniej dwuwarstwowo farbami grubo powłokowymi w kolorze szarym. Kadź malowana wewnątrz farbą odporną na zastosowany czynnik chłodząco-izolujący.
38. Konstrukcja kadzi umożliwiająca podniesienie transformatora przy pomocy podnośników hydraulicznych, suwnic lub dźwigów.
39. Transformator wyposażony w co najmniej dwa zaciski uziemiające.
40. Regulowany rozstaw kół: 1505/3010.
41. Elementy złączne (śruby, nakrętki, podkładki): wykonane ze stali nierdzewnej.

8.4. Transformatory 110/15 kV o mocy 16 MVA.

1. Przekładnia: 115/15,75; 115/16,5; (115/21) kV.
2. Zakres regulacji: $\pm 10\%$, $\pm (8 \text{ lub } 10)$ stopni.
3. Grupa połączeń: YNd11.
4. Napięcie zwarcia (U_z) z tolerancją $\pm 7,5\%$: $= 12,0\%$, (na zaczepie znamionowym).
5. Straty jałowe (P_0) max: ≤ 10 kW.
6. Straty obciążeniowe (P_k) max: ≤ 70 kW.
7. Wskaźnik maksymalnej sprawności PEI: $\geq 99,663\%$



8. Chłodzenie: ON-AN
9. Liczba faz: 3
10. Częstotliwość: 50 Hz
11. Rodzaj pracy: C
12. Płyn izolacyjny: olej mineralny nieinhibitowany.
13. Poziom wyładowań niezupełnych: zgodnie z pkt 11.3. PN-EN 60076-3: 2014.
Wartość zmierzona przy poziomie napięcia $(1,2 \times U_n)/\sqrt{3}$ po okresie 1 godziny przy poziomie tła PD ≤ 50 pC:
PD ≤ 100 pC
14. Poziom izolacji punktu neutralnego: LI: 450 kV, AC: 185 kV.
15. Poziom izolacji zacisków GN: LI: 550 kV, AC: 230 kV.
16. Poziom izolacji zacisków DN: LI: 95kV, AC: 38kV ($U_m = 17,5$ kV); LI 125kV, AC: 50kV ($U_m = 24$ kV).
17. Uzwojenia GN i DN: miedź elektrolityczna.
18. Rdzeń: blacha zimnowalcowana o niskiej stratności.
19. Podobciążeniowy próżniowy przełącznik zaczepów:
 - a. trwałość PPZ: min. 800 000 łączeń,
 - b. napęd wyposażony w nadajnik sygnału pozycji PPZ w kodzie BCD,
 - c. wyposażenie dodatkowe:
 - odbiornik sygnałów BCD z nadajnika w napędzie (do zamontowania w nastawni),
 - układ odcięcia napięcia silnika napędu PPZ przy przekroczeniu granicznych wartości napięcia SN, umożliwiający sterownie PPZ w dół.
20. Punkt probierczy poboru oleju z PPZ: sprowadzony do poziomu obsługi.
21. Poziom ciśnienia akustycznego: ≤ 55 dB.
22. Wymagana moc na zaczeпах skrajnych: pełna moc na wszystkich zaczeпах.
23. Prąd stanu jałowego: $\leq 0,1$ %, (maksymalna wartość indukcji w rdzeniu: 1,95T przy przewzbudzeniu 1,1 U_n).
24. Transformator powinien wytrzymywać zwarcia trójfazowe bezpośrednie po stronie DN przy zasilaniu z sieci 110 kV o mocy zwarcia równej mocy pozornej sieci w miejscu zainstalowania transformatora (w przypadku gdy jej wielkość nie jest podana przyjmować należy 6000 MVA o czasie trwania $t = 2$ sekundy).
25. Izolatory przepustowe strony GN i N: olejowe kondensatorowe z wyprowadzonym punktem pomiarowym; kompozytowe lub porcelanowe.
26. Izolatory przepustowe strony DN: napowietrzne, kompozytowe lub porcelanowe.
27. Konserwator dwukomorowy z magnetycznymi wskaźnikami poziomu oleju (konserwator kadzi wyposażony w elastyczny worek).
28. Przekąźniki gazowo–przepływowe dla kadzi transformatora i gazowo–podmuchowe przełącznika zaczepów.
29. Ciśnieniowy zawór bezpieczeństwa z rurą spustową doprowadzoną do miski.
30. Wskaźniki temperatury oleju, rdzenia, uzwojenia transformatora i temperatury zewnętrznej do sterowania układem chłodzenia i sygnalizacji temperatur progowych i niebezpiecznych:
 - a) olej:
 - termometr tarczowy dwukontaktowy (czujniki termometrów umieszczone w kieszeniach termometrycznych w pokrywie kadzi w sposób zapewniający tłumienie drgań transformatora), z utwaleniem maksymalnej pomierzonej temperatury,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,

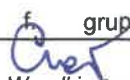


- b) rdzeń transformatora:
 - przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot) – pomiar dostępny w nastawni i przesyłany do SCADA,
 - termometr składający się z czujnika oporowego wraz z cyfrowym wskaźnikiem do zainstalowania w nastawni z cyfrowym wyjściem do systemu SCADA i sygnalizacją stykową,
 - c) uzwojenia transformatora – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot),
 - d) temperatura zewnętrzna – przy wykorzystaniu światłowodowego systemu pomiaru temperatury gorącego punktu (hot-spot).
- 31. Obwody sterowania aparatury zabezpieczeń: szafa sterownicza, wykonana ze stali nierdzewnej.
 - 32. Odwilżacze powietrza (2 szt.): bezobsługowe, sprowadzone do poziomu obsługi.
 - 33. Zawór odcinający klapowy zamykający wypływ oleju z konserwatora.
 - 34. Transformator wyposażony w zawory kulowe do napełniania, spuszczenia i filtrowania oleju.
 - 35. Zawory probiercze oleju z górnej i dolnej części transformatora.
 - 36. Radiatory ocynkowane.
 - 37. Kadź wraz z konserwatorem, podwoziem i orurowaniem zabezpieczone antykorozyjnie przez malowane z zewnątrz co najmniej dwuwarstwowo farbami grubo powłokowymi w kolorze szarym. Kadź malowana wewnątrz farbą odporną na zastosowany czynnik chłodząco-izolujący
 - 38. Konstrukcja kadzi umożliwiająca podniesienie transformatora przy pomocy podnośników hydraulicznych, suwnic lub dźwigów.
 - 39. Transformator wyposażony w co najmniej dwa zaciski uziemiające.
 - 40. Regulowany rozstaw kół: 1505/3010.
 - 41. Elementy złączne (śruby, nakrętki, podkładki): wykonane ze stali nierdzewnej.

8.5. Podstawowe wymagania dla tabliczek znamionowych:

Tabliczki powinny być mosiężne lub aluminiowe z drukiem wypukłym lub wklęsłym, trwale przymocowane do kadzi.

- 2. Tabliczka schematowa, powinna zawierać następujące dane:
 - a. producent transformatora,
 - b. typ transformatora,
 - c. numer fabryczny,
 - d. grupa połączeń,
 - e. producent i typ przełącznika zaczepów,
 - f. tabela z wartościami prądów i napięć dla poszczególnych pozycji przełącznika zaczepów,
 - g. schemat połączeń wewnętrznych.
- 3. Tabliczka znamionowa, powinna zawierać następujące dane:
 - a. producent transformatora,
 - b. typ transformatora,
 - c. numer fabryczny,
 - d. rok produkcji,
 - e. liczbę faz,
 - f. grupa połączeń,



- g. nr normy, wg której został wykonany,
- h. rodzaj pracy,
- i. dane znamionowe uzwojeń:
 - moc, napięcia oraz zakres regulacji, prąd – 0 +, poziom izolacji dla każdego uzwojenia,
 - punkt neutralny – poziom izolacji,
 - napięcie zwarcia dla: + 0 – dla wszystkich uzwojeń z podaną mocą odniesienia.
- j. straty:
 - znamionowe zmierzone straty jałowe,
 - straty obciążeniowe dla: + 0 –,
 - prąd stanu jałowego.
- k. chłodzenie,
- l. masa:
 - całkowita,
 - części wyjmowanej,
 - transportowa,
 - oleju,
- m. temperatura otoczenia,
- n. wskaźnik maksymalnej sprawności dla transformatora (PEI),
- o. rodzaj materiału, z którego wykonano uzwojenia oraz ich masy [kg],
- p. rodzaj materiału, z którego wykonano rdzeń oraz jego masę,
- q. poziom ciśnienia akustycznego L_{WA} – zmierzony i gwarantowany [dB(A)].

9. ROZDZIELNIE SN

Zasilanie rozdzielni SN z transformatorów 110/SN należy wykonywać kablami jednożyłowymi, miedzianymi. Części odkryte toru prądowego należy osłonić.

Podstawowe wymagania dla rozdzielni SN :

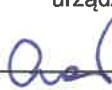
1. Wnętrzowe.
2. Osłonięte o konstrukcji przedziałowej.
3. Układ rozdzielni z pojedynczym systemem szyn zbiorczych sekcjonowanym wyłącznikiem.
4. Rozwiązanie techniczne rozdzielnic powinno umożliwiać: wyłączenie, odłączenie i uziemienie poszczególnych pól (uziemienie pola nie może pozbawić pola napięcia sterowniczego i sygnalizacyjnego).
5. Napięcie znamionowe izolacji U_n – w zależności od napięcia znamionowego sieci SN, np. 17,5 kV dla sieci 15 kV.
6. Izolacja:
 - a. powietrzna,
 - b. stała,
 - c. gazowa – SF6 lub inny gaz, o równoważnych parametrach izolacyjnych, nie zaliczany do cieplarnianych,
7. Rozdzielnica musi posiadać pełny system blokad wykluczających dostęp do części pod napięciem i wykonywanie błędnych czynności łączeniowych oraz umożliwiających wykonanie pomiarów kabli bez ich odpinania.
8. Konstrukcja rozdzielnic umożliwiająca odprowadzenie energii zwarcia na zewnątrz rozdzielnic w sposób bezpieczny dla obsługi i pozostałych urządzeń.



9. Klasa odporności na łuk elektryczny wewnętrzny IAC. AFLR: 31,5 kA w ciągu 1 sekundy (AFL dla ustawienia przyściennego). Dla wszystkich przedziałów średniego napięcia.
10. Rozdzielnica musi być wyposażona we wskaźniki obecności napięcia zabudowane na stałe we wszystkich polach na każdej fazie, z możliwością sprawdzenia zgodności faz.
11. W przypadku rozdzielnic w izolacji gazowej, wymagane jest wyposażenie w pomiar ciśnienia gazu z sygnalizacją jego spadku/obniżenia.
12. Wyłączniki z gaszeniem łuku w próżni.
13. Aparatura łączeniowa (w tym wózek) z napędem elektrycznym przystosowana do sterowania zdalnego.
14. Przekładniki prądowe – w izolacji stałej; prąd wtórny, moc rdzeni oraz klasa dokładności dostosowane do aparatury pomiarowej i zabezpieczającej. Graniczny współczynnik dokładności dobrany do warunków zwarciovych. Należy przewidzieć oddzielny rdzeń o wymaganej klasie pomiarowej do podłączenia aparatury licznikowej wg zasad opisanych w Tomie 7 Wytycznych.
15. Przekładniki napięciowe – w izolacji stałej; napięcie wtórne, moc uzwojeń oraz klasa dokładności dostosowane do aparatury pomiarowej i zabezpieczającej. Należy przewidzieć oddzielne uzwojenie napięciowe o wymaganej klasie pomiarowej do podłączenia aparatury licznikowej wg zasad opisanych w Tomie 7 Wytycznych. Wyposażone w układ do tłumienia ferorezonansu.
16. Transformator potrzeb własnych – zgodnie z Tomem 5 Wytycznych.
17. Transformator uziemiający dla sieci z kompensacją – SN/nN, grupa połączeń ZNyn. Zaciski strony SN i nN wyizolowane.
18. Dławik kompensacyjny – wyposażony w regulację nadążną podobciążeniową wraz urządzeniami sterującymi.
19. Rezystor do automatyki AWSC przyłączony poprzez uzwojenie dodatkowe dławika lub pierwotny.
20. Rezystor pierwotny: napowietrzny lub wewnętrzny.
21. Rozdzielnica powinna umożliwiać dostęp do uziemień obwodów wtórnych przekładników prądowych w celu pomiaru izolacji. W przypadku braku dostępu do przekładników uziemienie wykonane w przedziale nN.
22. Wszystkie połączenia pomiędzy urządzeniami SN należy wykonywać jako kablowe z głowicami konektorowymi lub prostymi, przewodami osłoniętymi lub szynami.
23. Konstrukcja systemu osłon musi umożliwiać wyizolowanie wszystkich elementów znajdujących się pod napięciem po stronie SN transformatora 110 kV/SN/SN, od głowic kablowych poprzez most szynowy do izolatorów przepustowych transformatora 110 kV po stronie SN. Zaciski na transformatorach również podlegają wyizolowaniu. Osłony muszą być wykonane z tworzywa plastycznego zapewniającego możliwość ich montażu za pomocą ogólnodostępnych narzędzi monterskich (bez koniecznego stosowania specjalistycznych narzędzi). Materiał osłon powinien posiadać klasę palności V-0 wg PN-EN 60947-1. Materiał osłon musi być odporny na promieniowanie UV, wpływ ozonu, temperatury w zakresie od -30°C do 900°C. Wymagane są połączenia gwintowe. Materiał osłon musi zapewniać dla średniej grubości płaszcza osłony wytrzymałość napięciową na poziomie min 25 kV. Osłony muszą być demontowalne - tzn. ich konstrukcja musi umożliwiać wielokrotny montaż i demontaż osłon bez konieczności stosowania elementów izolacyjnych zastępczych. Zastosowana technologia montażu osłon musi wykluczać demontaż (rozpinanie) jakichkolwiek elementów mostów na stanowiskach transformatorów.
24. Pola liniowe rozdzielnic muszą mieć możliwość zainstalowania przekładników napięciowych w trzech fazach.

10. ZABEZPIECZENIA I AUTOMATYKI STACYJNE ROZDZIELNI 110 KV

- Licencjonowane oprogramowanie użytkowe i konfiguracyjne stanowi integralną część urządzeń. Licencja oprogramowania powinna obejmować czas użytkowania terminala przez kupującego.
- Zabezpieczenia i automatyki stacyjne rozdzielni 110 kV powinny być wyposażone w sterowniki, terminale zabezpieczeniowe, rejestratory zakłóceń oraz lokalizatory miejsca zwarcia, które powinny pracować jako urządzenia niezależne lub jako urządzenia zintegrowane.



- **Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny być odrębnymi urządzeniami, współpracującymi z oddzielnymi obwodami pomiarowymi, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi.**
- Obwody wtórne zabezpieczeń wyposażone w listwy probiercze umożliwiające bezpieczne testowanie przekładników.

10.1. Cyfrowe terminale zabezpieczeniowe

Wymagania podstawowe cyfrowych terminali zabezpieczeniowych:

1. Zawierające funkcje zabezpieczeń i automatyki wymagane do ochrony danego typu pola/urządzenia.
2. Współpracujące na drodze cyfrowej ze stosowanym systemem sterowania i nadzoru.
3. Współpracujące z różnymi typami wyłączników.
4. Wyposażone w rejestrator zdarzeń z cechą czasu.
5. Wyposażone w rejestrator zakłóceń.
6. Realizujące pomiary zdalne i lokalne.
7. Umożliwiające telesterowanie automatykami pola.
8. Wyposażone w łącze inżynierskie, umożliwiające zdalną zmianę nastaw w zakresie funkcji i parametrów nastawczych, zdalny dostęp do rejestratora zakłóceń oraz zdalny dostęp do parametrów wewnętrznych.
9. Posiadające funkcję autotestu (samokontroli).
10. Zawierające logiki programowalne.

10.2. Cyfrowe sterowniki pól 110 kV

Wymagania podstawowe cyfrowych sterowników pól 110 kV:

1. Współpracujące na drodze cyfrowej ze stosowanym systemem sterowania i nadzoru.
2. Wyposażone w układ odwzorowania pola WN (wyświetlacz graficzny z synoptyką pola).
3. Współpracujące z różnymi typami wyłączników.
4. Wyposażone w rejestrator zdarzeń z cechą czasu.
5. Wyposażone w rejestrator zakłóceń.
6. Realizujące pomiary zdalne i lokalne.
7. Umożliwiające telesterowanie automatykami pola.
8. Umożliwiające dwubitowe odwzorowanie łączników pola.
9. Umożliwiające telesterowanie łącznikami (z uwzględnieniem blokad).
10. Wyposażone w łącze inżynierskie umożliwiające zdalną zmianę nastaw w zakresie funkcji i parametrów nastawczych, zdalny dostęp do rejestratora zakłóceń, zdalny dostęp do parametrów wewnętrznych.
11. Posiadające funkcję autotestu (samokontroli).
12. Realizujące funkcję kontroli ciągłości obwodów wyłączających.
13. Zawierające logiki programowalne, umożliwiające realizację układów blokad i automatyk stacyjnych.

10.3. Cyfrowe rejestratory zakłóceń sieciowych oraz lokalizatory miejsca zwarcia.

Wymagania podstawowe rejestratorów zakłóceń:

1. Rejestrować w każdym polu trzy napięcia i trzy prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$.
2. Rejestrować sygnały o pobudzeniu, zadziałaniu zabezpieczeń i automatyk.
3. Zapisywać rejestrowane przebiegi w zalecanym formacie.



10.4. Zabezpieczenia i automatyka pól linii 110 kV.

Pola linii 110 kV powinny być wyposażone w:

1. **Zabezpieczenie podstawowe – zabezpieczenie odcinkowe.**
2. Zabezpieczenie rezerwowe – zabezpieczenie odległościowe pełnoschematowe uwspółbieżnione.
3. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe (dopuszcza się realizację zabezpieczenia jako funkcję jednego z ww. zabezpieczeń).
4. Automatykę SPZ.
5. Sterownik pola.
6. **Ze względu na selektywność pracy należy stosować jako zabezpieczenia podstawowe zabezpieczenia odcinkowe oraz jako rezerwowe uwspółbieżnione zabezpieczenia odległościowe i uwspółbieżnione zabezpieczenia ziemnozwarciowe, przy czym każde z wymienionych zabezpieczeń musi współpracować z odpowiednikiem na drugim końcu linii za pośrednictwem łącza światłowodowego realizowanego przez wydzielone niezależnie dla każdego zabezpieczenia dedykowanych dwóch włókien światłowodu przyłączonych bezpośrednio do portów komunikacyjnych.**

10.5. Zabezpieczenia pól 110 kV transformatorów 110/SN.

Zabezpieczenia pól 110 kV powinny być wyposażone w:

1. Zabezpieczenie różnicowe.
2. Wielostopniowe zabezpieczenie nadprądowe.
3. Sterownik pola.
4. Rezerwowe autonomiczne zabezpieczenie transformatora, działające na niezależną cewkę wyłączającą wyłącznika 110 kV.
5. Zabezpieczenia fabryczne, współpracujące z zabezpieczeniami pola 110 kV.

10.6. Automatyki i zabezpieczenia związane z rozdzielnią 110 kV.

Rozdzielnia 110 kV powinna być wyposażona w:

1. Zabezpieczenie rozcinające.
2. Zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ).
3. Układ Lokalnego Rezerwowania Wyłączników (LRW) z kryterium prądowym i wyłącznikowym.
4. Układ LRW może być zintegrowany z ZSZ.
5. Urządzenia do synchronizacji lub kontroli synchronizmu w razie potrzeby.

Wybór rodzajów stosowanych zabezpieczeń i automatów dokonywany jest indywidualnie dla każdej stacji, przy uwzględnieniu układu stacji i warunków jej pracy w systemie elektroenergetycznym, w tym warunków zachowania równowagi dynamicznej.

10.7. Automatyka Regulacji Napięcia.

Wymagania podstawowe automatycznej regulacji napięcia:

1. Regulacja napięcia na szynach SN realizowana jest przez cyfrowy regulator napięcia sterujący napędem przełącznika zaczepów, współpracujący ze stosowanym systemem sterowania i nadzoru na drodze cyfrowej.
2. Zaleca się stosowanie układu kontrolującego prawidłowość utrzymywanych napięć w ramach dopuszczalnego zakresu.
3. Regulator może być zintegrowany z zabezpieczeniami strony 110kV transformatora WN/SN.

W przypadku zastosowania grafiku poziomu napięć (różne poziomy w zależności od stref doby i miesięcy), regulator musi zawierać funkcję zegara rocznego umożliwiającą utrzymywanie poziomów napięć wg zadanych grafików.

11. ZABEZPIECZENIA I AUTOMATYKI STACYJNE ROZDZIELNI SN

- Licencjonowane oprogramowanie użytkowe i konfiguracyjne stanowi integralną część urządzeń. Licencja oprogramowania powinna obejmować czas użytkowania terminala przez użytkownika. Zabezpieczenia i automatyki stacyjne rozdzielni SN powinny być wyposażone w:

11.1. Terminale cyfrowe SN.

1. Integrujące funkcje zabezpieczenia i sterownika pola.
2. Wyposażone w układ odwzorowania pola SN (wyświetlacz graficzny z synoptyką pola).
3. Zawierające funkcje zabezpieczeń i automatyk wymagane do ochrony danego typu pola/urządzenia.
4. Współpracujące na drodze cyfrowej ze stosowanym systemem sterowania i nadzoru.
5. Wyposażone w rejestrator zdarzeń z cechą czasu.
6. Wyposażone w rejestrator zakłóceń.
7. Realizujące pomiary zdalne i lokalne.
8. Umożliwiające telesterowanie automatykami pola.
9. Umożliwiające odwzorowanie łączników pola.
10. Umożliwiające telesterowanie łącznikami (z uwzględnieniem blokad).
11. Wyposażone w łącza inżynierskie umożliwiającą zdalną zmianę nastaw w zakresie funkcji i parametrów nastawczych; zdalny dostęp do rejestratora zakłóceń; zdalny dostęp do parametrów wewnętrznych.
12. Posiadające funkcję autotestu (samokontroli).
13. Realizujące funkcję kontroli ciągłości obwodów wyłączających.
14. Zawierające logiki programowalne, umożliwiające realizację układów blokad i automatyk stacyjnych.

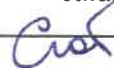
Terminale pól linii SN powinny pracować w oparciu o kryteria identyfikacji zwarć doziemnych, umożliwiające prawidłową pracę zabezpieczeń dla różnych układów pracy sieci SN.

11.2. Automatyki i zabezpieczenia związane z rozdzielnią SN.

Automatyki mogą być realizowane w oparciu o niezależne moduły cyfrowe (logiki programowalne), jako układy rozproszone lub realizowane na drodze informatycznej.

Rozdzielnia SN powinna być wyposażona w:

1. Samoczynne Załączenie Rezerwy (SZR).
2. Zabezpieczenie Szyn Zbiorczych SN i LRW z blokadą działania SZR.
3. Samoczynne Częstotliwościowe Odciążenie (SCO) i SPZ po SCO. Automatyka SCO musi spełniać wymagania określone przez Operatora Sieci Przesyłowej. Zaleca się realizowanie indywidualnie/rozproszone automatyki SCO przez zabezpieczenie pola lub w układach centralnych, umożliwiających dotrzymanie wymaganych parametrów czasowych
4. Automatyka Wymuszania Składowej Czynnej (AWSC) – w sieci kompensowanej.
5. Automatyka rezystorów uziemiających.
6. Automatyka SPZ transformatorów WN/SN strony SN – w sieci izolowanej.
7. Automatyka sterująca pracą baterii kondensatorów.
8. Automatyki związane z przyłączeniem pól z OZE (wyłączanie pól z przyłączonymi źródłami w przypadku działania automatki SN związanych z zanikiem napięcia na szynach rozdzielni – np. ZSZ, LRW, SZR, SPZ Tr WN/SN w sieci izolowanej).
9. Autonomiczne zabezpieczenie łukoochronne dla wszystkich typów rozdzielnic SN (dla rozdzielnic SN o budowie otwartej zaleca się stosowanie blokady zapewniającej selektywne działanie).



12. TELEMECHANIKA

12.1. Wymagania ogólne.

1. Jako standardowe rozwiązanie telemechaniki należy przyjąć system obiektowy kompatybilny z systemem nadzoru dyspozytorskiego SCADA.
2. System nadzoru dyspozytorskiego SCADA powinien umożliwić zarządzanie ruchem sieci zgodnie z obowiązującym podziałem pod względem operatywnego kierownictwa.
3. Na poziomie obiektowym przyjmuje się system rozproszony zintegrowany z zabezpieczeniami i innymi urządzeniami cyfrowymi, uzupełniony o telemechanikę skupioną w obszarach nie zawierających układów cyfrowych.
4. Dopuszcza się telemechanikę skupioną (połączenia stykowe) lub rozproszoną niezależną od zastosowanych zabezpieczeń w wypadku szczególnych potrzeb wynikających z konieczności spełnienia norm i parametrów nie realizowanych przez zabezpieczenia cyfrowe.
5. Należy dążyć do możliwie maksymalnego ujednolicenia i ograniczenia ilości stosowanych protokołów komunikacyjnych.
6. Zastosowany protokół transmisji powinien być dostosowany do posiadanego systemu sterowania.
7. Każdy obiekt stacyjny powinien mieć połączenie z systemem nadzoru SCADA dwoma niezależnymi drogami transmisji.
8. Wyposażenie obiektu musi zapewniać bezpieczny dostęp do urządzeń sieciowych OT stacji.

12.2. Podstawowy zakres i funkcje telemechaniki

1. Telesygnalizacja.

- a. telesygnalizacja położenia wszystkich łączników zainstalowanych w stacjach (wyłączniki, odłączniki, uziemniki, położenie wózków wyłączników) [2-bitowo],
- b. stan gotowości automatów stacyjnych (SPZ, SZR, ARN, ABK, SCO, itp.),
- c. sygnalizacja awaryjno – ostrzegawcza związana ze stanem i działaniem zabezpieczeń, automatów, z potrzebami własnymi DC i AC, z łącznością, napięciem gwarantowanym AC,
- d. zdarzenia muszą być opatrzone cechą czasu; wzorcowanie czasu powinno odbywać się na obiekcie niezależnym odbiornikiem sygnału czasu wzorcowego,
- e. rezerwowe wzorcowanie czasem należy realizować sygnałem z systemu nadrzędnego,
- f. wymagana rozdzielczość czasowa zdarzeń – 1 ms,
- g. dopuszcza się instalowanie urządzeń niezależnych od systemu telemechaniki, realizujących funkcję sygnalizacji awaryjno – ostrzegawczej, pełniących jednocześnie rolę obiektowej Sygnalizacji Centralnej, skomunikowanych oddzielnymi kanałami z systemem nadrzędnym.

2. Telesterowanie.

Telesterowanie realizuje się:

- a. łącznikami (wyłączniki, odłączniki, wózki, uziemniki),
- b. automatami stacyjnymi,
- c. przełącznikami zaczepów transformatorów.

3. Telemetria

Podstawowy zakres telemetrii powinien zawierać:

- a. P, Q, I, U linii 110 kV [pomiar I (prądu) w trzech fazach na końcach głównych ciągów liniowych],
- b. P, Q, I, U transformatorów 110/SN po stronie WN, SN, U_{ARN},

- c. I linii SN, łącznika szyn, potrzeb własnych, BKR,
 - d. U_f , U_{mf} , $3U_0$ dla każdej sekcji SN,
 - e. nr zaczeptu przełącznika zaczeptów,
 - f. napięcie baterii akumulatorów.
4. Dodatkowe funkcje telemechaniki.
- Dodatkowe funkcje telemechaniki to:
- a. transmisja wybranych danych do ośrodków dyspozytorskich,
 - b. obsługa urządzeń telemechaniki w kanale inżynierskim,
 - c. parametryzacja lokalna i zdalna układu telemechaniki,
 - d. rejestracja i przechowywanie zdarzeń w stanach zakłóceńowych.

Dopuszcza się użycie telemechaniki na obiekcie w miarę potrzeb użytkowych, do celów innych niż ruchowe (np. oświetlenie, sygnalizacja włamaniowa, dane meteorologiczne itp.).

13. POMIARY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wykonać zgodnie z Tomem 7 Wytucznych.

14. POTRZEBY WŁASNE AC I DC

14.1. Rozdzielnia potrzeb własnych prądu przemiennego.

1. Jednosystemowa, sekcjonowana zabudowana w szafie, wyposażona w łączniki z napędem silnikowym lub styczniki w polach zasilających i sprzęgle wraz z zabezpieczeniami obwodów zasilających i odpływowych oraz układami automatyki SZR, oświetlenia i ogrzewania, pomiarów napięć, prądów i energii, układów kontroli i sygnalizacji stanu pracy. Rozdzielnica musi posiadać możliwość szybkiego podłączenia agregatu prądowórczego do awaryjnego zasilania prostownika oraz odstawienia automatycznego załączenia oświetlenia awaryjnego.
2. Rozdzielnia potrzeb własnych prądu przemiennego nN powinna być zasilana z transformatorów potrzeb własnych (min. dwóch). Dopuszcza się zasilanie z jednego transformatora potrzeb własnych w przypadku rozdzielni sieciowych SN (RS). Jako rezerwowe zasilanie należy wykorzystać w tym przypadku sieć nN.
3. Rozdzielnica musi być wyposażona w ograniczniki przepięć zgodnie z klasą testu I+II, T1+T2. Zastosowane rozwiązanie powinno umożliwiać optyczne i mechaniczne wskazanie statusu poszczególnych modułów.
4. Rozdzielnica musi mieć wyprowadzone na stałe miejsce do podłączenia zasilania awaryjnego, np. agregatu prądowórczego.

14.2. Rozdzielnia potrzeb własnych prądu stałego 220 V.

1. Jednosystemowa sekcjonowana, zabudowana w szafie, wyposażona w zabezpieczenia obwodów zasilających i odpływowych, automatyki sterowania oświetleniem awaryjnym, pomiarów napięć i prądów, układów kontroli i sygnalizacji stanu pracy.
2. Rozdzielnia współpracuje z falownikiem, prostownikiem i baterią akumulatorów. Wymienione urządzenia muszą być wyposażone w następujące układy kontrolno–pomiarowe:
 - a. pomiar prądów: prostownika, baterii i obciążenia całkowitego,
 - b. pomiar napięcia (zwyżka i obniżka napięcia),
 - c. system kontroli i lokalizacji uszkodzeń w obwodach prądu stałego,
 - d. kontrolę ciągłości obwodów baterii,
 - e. kompensację temperaturową baterii.

3. Standardem jest stosowanie kwasowych baterii akumulatorów z elektrolitem ciekłym z dodatnią płytą wielkopowierzchniową i bezobsługowymi korkami rekombinacyjnymi o trwałości równej trwałości baterii.
4. Pojemność baterii powinna zapewnić min. 8 godzinną pracę obiektu w przypadku zaniku napięcia przemiennego.
5. Obiekty wymienione w planie odbudowy KSE (wskazane w odrębnych dokumentach) muszą mieć zapewnioną autonomiczną pracę przez min. 24 godziny przy całkowitym braku napięcia zewnętrznego (blackout).
6. Pomieszczenia stacji powinny umożliwić zainstalowanie baterii o pojemności zapewniającej 24 godzinną autonomiczną pracę obiektu w przypadku zaniku napięcia przemiennego.
7. Dla ważnych strategicznie obiektów stacyjnych zaleca się stosowanie dwusystemowych sekcjonowanych rozdzielni potrzeb własnych prądu stałego 220 V, współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorów.
8. Baterie powinny być umieszczone na stelażach z możliwością poziomowania. Połączenia pomiędzy ogniwami powinny być wykonane za pomocą izolowanych lub osłoniętych połączeń.
9. Rozdzielnica musi mieć wyprowadzone na stałe miejsce do współpracy z przewoźną baterią i rezerwowym prostownikiem.
10. Do zasilania urządzeń o napięciu 24 V można stosować przetwornice DC/DC.
11. Rozdzielnica musi być wyposażona w ograniczniki przepięć zgodnie z klasą testu I+II, T1+T2. Zastosowane rozwiązanie powinno umożliwiać optyczne i mechaniczne wskazanie statusu poszczególnych modułów.

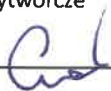
15. PODSTAWOWE PARAMETRY URZĄDZEŃ OBWODÓW PIERWOTNYCH

15.1. Wyłączniki 110 kV.

- | | |
|---|---|
| 1. Napięcie znamionowe | – 123 (145 ¹) kV |
| 2. Prąd znamionowy ciągły | – 3150 A |
| 3. Prąd znamionowy załączalny | – 80 kA |
| 4. Prąd wyłączalny zwarciov | – min. 31,5 kA |
| 5. Napięcie zasilania obwodów wtórnych | – 220 V DC |
| 6. Napięcie zasilania obwodu silnika | – 220 V DC |
| 7. Napięcie zasilania obwodu ogrzewania | – 230 V AC |
| 8. Czas własny podczas otwierania | – 40 ms |
| 9. 3 cewki wyłączające | – 220 V DC |
| 10. 1 cewka załączająca | – 220 V DC |
| 11. Wewnętrzny układ blokady przeciw pompowaniu. | |
| 12. Napęd silnikowo–zasobnikowy (sprężynowy) wspólny dla trzech biegunów ² | |
| 13. Znamionowy cykl łączeniowy: | – O – 0,3s – CO – 3min – CO |
| 14. Środowisko gaszenia łuku | – SF ₆ bez domieszek lub próżnia |
| 15. Zachowanie zdolności łączeniowych w temp. | – od – 40°C ³ do + 40°C |

¹) Wyłączniki przeznaczone do zainstalowania w polach wyznaczonych /przewidzianych/ do łączenia dwóch systemów elektroenergetycznych /wydzielonych obszarów KSE/ oraz w warunkach wynikających z parametrów sieci.

²) Dopuszcza się zastosowanie wyłączników z napędem jednofazowym w stacjach do których przyłączone są synchroniczne źródła wytwarzające



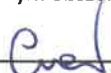
16. Izolator osłonowy komory gaszeniowej – porcelana lub kompozyt
17. Droga upływu – dla II strefy zabrudzeniowej
18. Manometr z kompensacją temperatury oraz dwustopniową sygnalizacją.
19. Każdy obwód wyłączający powinien działać niezależnie, bez wymogu obecności innego napięcia sterowniczego.
20. Styki pomocnicze:
 - a. sygnalizacja stanu położenia: – $8 \times \text{NO} + 8 \times \text{NC}$,
 - b. sygnalizacja nazbrojenia napędu: – $1 \times \text{NO} + 1 \times \text{NC}$,
 - c. sygnalizacja blokady SPZ: – $1 \times \text{NO} + 1 \times \text{NC}$,
 - d. migowy sygnalizacji wyłączenia,
 - e. sygnalizacji zaniku napięcia zasilania silnika: – $1 \times \text{NO} + 1 \times \text{NC}$,
 - f. sygnalizacji zaniku ogrzewania napędu: – $1 \times \text{NO} + 1 \times \text{NC}$,
21. Mechaniczny wskaźnik stanu położenia wyłącznika.
22. Wskaźnik sygnalizacji nabrojenia napędu wyłącznika.
23. Licznik cykli łączeniowych.
24. Możliwość ręcznego zazbrojenia napędu wyłącznika.
25. Przełącznik odstawienia sterowania zdalnego z sygnalizacją stanu oraz przycisk awaryjnego wyłączenia w szafce napędu.
26. Wyłączniki z kolumnami sprzężonymi mechanicznie
– w przypadku zastosowania wyłączników z kolumnami niesprężonymi mechanicznie, należy wyposażać je w zabezpieczenie od niezgodności położenia kolumn.

15.2. Odłączniki 110 kV

wg potrzeb z uziemnikami lub łączniki trójpołożeniowe (rozwiązania modułowe)

1. Napięcie znamionowe sieci – 110 kV.
2. Najwyższe napięcie robocze – 123 kV.
3. Prąd zwarcia szczytowy – 100 kA.
4. Prąd zwarcia 1–sekundowy – 40 kA.
5. Prąd znamionowy ciągły – 1600 A.
6. Parametry napędów elektrycznych odłącznika i uziemnika:
 - a. moment napędowy dobrany do parametrów odłącznika,
 - b. napięcie zasilania obwodu silnika – 220 V DC,
 - c. napięcie zasilania obwodów wtórnych – 220 V DC,
 - d. napięcie znamionowe elektromagnesów blokady – 220 V DC,
 - e. przełącznik rodzaju pracy (tryb pracy zdalny – lokalny – ręczny),
 - f. styki łącznika pomocniczego:
 - dla odłącznika 8 NO + 8 NC,
 - dla uziemnika 4 NO + 4 NC,

³⁾ Dopuszcza się temp. -35°C – temperaturę określa Oddział w zależności od lokalizacji stacji i możliwości występowania temperatury w danym obszarze.



- g. styki do zabezpieczenia różnicowego szyn (1NO+1NC),
- h. zabezpieczenie termiczne silnika,
- i. zespół blokady elektromagnetycznej,

15.3. Ograniczniki przepięć 110 kV.

- | | |
|--|--|
| 1. Napięcie znamionowe sieci | – 110 kV. |
| 2. Najwyższe napięcie robocze | – 123 kV. |
| 3. Napięcie trwałej pracy U_c | – 77 kV. |
| 4. Napięcie znamionowe U_r | – 96 kV. |
| 5. Znamionowy prąd wyładowczy I_n | – 10 kA. |
| 6. Zdolność pochłaniania energii | – min. 4 kJ/kV U_r . |
| 7. Klasa rozładowania linii | – 2. |
| 8. Wytrzymałość zwarciova | – 40 kA. |
| 9. Materiał osłony i kloszy silikonowych | – guma silikonowa typu LSR
wyłaczana jednorazowo lub HTV. |
| 10. Graniczny prąd wyładowczy (4/10 μ s) | – 100 kA. |
| 11. Budowa | – warystor beziskiernikowy. |
| 12. Droga upływu | – dla II strefy zabrudzeniowej. |

Ograniczniki powinny być wyposażone w podstawy izolacyjne i liczniki zadziałań ze wskaźnikami prądu upływu, dostosowane do podłączenia mierników umożliwiających diagnostykę ograniczników z poziomu ziemi bez wyłączenia napięcia.

15.4. Przekładniki prądowe 110 kV

- | | |
|--|---|
| 1. Napięcie znamionowe sieci | – 110 kV. |
| 2. Najwyższe napięcie robocze | – 123 kV. |
| 3. Napięcie udarowe 1,2/50 μ s | – $\geq$ 550 kV. |
| 4. Napięcie probiercze uzwojenia pierwotnego 1 min. 50 Hz | – $\geq$ 230 kV. |
| 5. Znamionowy krótkotrwały prąd cieplny 1 s | – $\geq$ 40 kA. |
| 6. Znamionowy prąd dynamiczny | – $\geq$ 100 kA. |
| 7. Częstotliwość znamionowa | – 50 Hz. |
| 8. Znamionowy prąd wtórny | – 5 A (w uzasadnionych przypadkach
dopuszcza się prąd wtórny 1A). |
| 9. Ilość rdzeni zabezpieczeniowych | – nie mniej niż 3. |
| 10. Klasa rdzeni zabezpieczeniowych | – 5P. |
| 11. Graniczny współczynnik dokładności rdzeni zabezpieczeniowych | – 20. |
| 12. Ilość rdzeni pomiarowych | – nie mniej niż 2. |
| 13. Klasa rdzeni pomiarowych | – nie gorsza niż 0,2. |
| 14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu dla rdzeni pomiarowych | – FS $\leq$ 5. |
| 15. Rozszerzony zakres prądowy | – 150%. |
| 16. Izolacja | – olej mineralny nieinhibitowany, olej mineralny inhibitowany lub SF ₆ . |
| 17. Temperatura pracy | – od – 40°C do + 40°C. |
| 18. Izolator osłonowy | – kompozyt, konstrukcja przeciwwybuchowa uniemożliwiająca
rozerwanie izolatora osłonowego. |

19. Minimalna droga upływu – dla II strefy zabrudzeniowej.

15.5. Przekładniki napięciowe 110 kV.

1. Napięcie znamionowe sieci – 110 kV.
2. Najwyższe napięcie robocze – 123 kV.
3. Znamionowe napięcie pierwotne – $110/\sqrt{3}$ kV.
4. Znamionowe napięcie wtórne uzwojeń pomiarowych i zabezpieczeniowych – $100/\sqrt{3}$ V.
5. Znamionowe napięcie wtórne uzwojenia dla otwartego trójkąta – $100/3$ V.
6. Znamionowy współczynnik napięciowy – 1,5/30 s.
7. Napięcie udarowe 1,2/50μs – ≥ 550 kV.
8. Napięcie probiercze uzwojenia pierwotnego –1 min 50 Hz – ≥ 230 kV.
9. Częstotliwość znamionowa – 50 Hz.
10. Ilość uzwojeń pomiarowych – nie mniej niż 2.
11. Klasa dokładności uzwojeń pomiarowych – nie gorsza niż 0,2.
12. Ilość uzwojeń zabezpieczeniowych $100/\sqrt{3}$ – nie mniej niż 2.
13. Klasa dokładności uzwojeń zabezpieczeniowych – 3P.
14. Uzwojenie dla otwartego trójkąta o klasie dokładności 6P
15. Izolacja – olej mineralny nieinhibitowany, olej mineralny inhibitowany lub SF₆
16. Temperatura pracy – od – 40°C do + 40°C.
17. Izolator osłonowy – kompozyt, konstrukcja przeciwwybuchowa uniemożliwiająca rozerwanie izolatora osłonowego.
18. Droga upływu – dla II strefy zabrudzeniowej.

15.6. Przekładniki kombinowane 110 kV.

Parametry wg wymagań dla przekładników prądowych (p. 15.4) i napięciowych (p. 15.5)

15.7. Aparatura modułowa/kompaktowa i w wykonaniu GIS

Moduły napowietrzne 110 kV			
1	Napięcie znamionowe	kV	123(145 ⁴)/230/550
2	Częstotliwość	Hz	50
3	Obudowa		Porcelana lub kompozyt
4	Środowisko izolacji i gaszenia łuku	Gaz	SF ₆ bez domieszek
5	Zachowanie zdolności łączeniowych w temp (zakres min.)	°C	od – 40 ⁵ do + 40
6	Znamionowy prąd roboczy – Ciągły (min.)	A	1600
7	Znamionowy prąd zwarciov – wytrzymywany (min.)	kA	31,5
8	Znamionowy prąd załączalny (min.)	kA	80
9	Przekładnik prądowy zintegrowany z modułem, o parametrach analogicznych jak dla wykonania tradycyjnego z uwzględnieniem miejsca zainstalowania		
10	Konstrukcja wsporcza do zamontowania na fundamencie, stalowa, ocynkowana ogniowo		
11	Własna szafka sterowniczo-kablowa, montowana na konstrukcji modułu.		

⁴) Wyłączniki przeznaczone do zainstalowania w polach wyznaczonych /przewidzianych/ do łączenia dwóch systemów elektroenergetycznych /wydzielonych obszarów KSE/ oraz w warunkach wynikających z parametrów sieci.

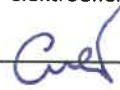
⁵) Dopuszcza się temp. –35°C – temperaturę określa Oddział w zależności od lokalizacji stacji i możliwości występowania temperatury w danym obszarze.

12	Komplet zestawów pomocniczych
13	Dopuszcza się stosowanie przekładników poza modulem
Wyłączniki 110 kV	
1	Napięcie znamionowe, znamionowy poziom izolacji, częstotliwość znamionowa, prądy znamionowe, znamionowy prąd zwarcia, znamionowy prąd szczytowy wytrzymywany jak dla całego modułu – analogicznie jak dla wykonania tradycyjnego
Łączniki 110 kV – odłączniki z uziemnikami, uziemniki	
1	Parametry podstawowe str. pierwotnej jak całego modułu – analogicznie jak dla wykonania tradycyjnego
Dane przekładników napięciowych 110 kV	
1	Parametry podstawowe – analogicznie jak dla wykonania tradycyjnego

W polu sprzęgła wymagane jest dodanie odłącznika z uziemnikami w wykonaniu tradycyjnym (od strony sekcji 1 lub 2).

Rozdzielnia 110 kV w systemie GIS w wykonaniu wnętrzowym (parametry techniczne wspólne dla wszystkich modułów)			
1. Warunki klimatyczne i geograficzne			
1.1	Temperatura pracy	°C	Od – 5 do +40
1.2	Wysokość zainstalowania	m n.p.m.	1000
2. Dane systemu elektroenergetycznego			
2.1	Napięcie znamionowe systemu	kV	110
2.2	Najwyższe napięcie systemu	kV	123 (145 ⁶⁾)
2.3	Częstotliwość znamionowa	Hz	50
2.4	System pracy punktu gwiazdowego		bezpośrednio uziemiony
3. Dane znamionowe			
3.1	Napięcie znamionowe	kV	123 (145 ⁶⁾)
3.2	Napięcie wytrzymywane udarowe piorunowe 1.2/50µs	kV	630
3.3	Napięcie wytrzymywane, udarowe łączeniowe	kV	265
3.4	Częstotliwość znamionowa	Hz	50
3.5	Prąd znamionowy ciągły dla szyn i wszystkich pól	A	min. 1600
4. Konstrukcja			
4.1	Budowa (okapturzenie)		3-fazowe
4.2	Izolacja gazowa		SF ₆ bez domieszek
4.2	Szczelność – ubytek gazu		max. 0,5% rocznie dla poszczególnych modułów
4.3	Monitoring gazu SF ₆ w poszczególnych przedziałach		Pomiar ciągły z zastosowaniem manometru wskazówkowego, widocznego dla obsługi, z kompensacją temper., min. 2 stopniowa sygnalizacja
4.4	Materiał korpusu rozdzielni		aluminium, stopy aluminium
4.6	Wyrzutniki gazu należy tak ukształtować, by nie były skierowane na pole obsługi lub drogi ewakuacyjne.		
4.7	Wszystkie łączniki muszą mieć zapewnione sterowanie elektryczne z możliwością ręcznego sterowania z zachowaniem systemu blokad.		
4.8	Możliwość mechanicznego zablokowania napędu wyłącznika, odłącznika przed przypadkowym sterowaniem na załącz/wyłącz.		
4.9	Moduły wyposażać we wzorniki pozwalające na wzrokowe sprawdzenie położenia styków odłączników i uziemników.		
4.10	Konstrukcja pól liniowych musi zapewniać możliwość wykonania próby napięciowej kabla 110 kV bez konieczności wyjmowania wtyków kabli z gniazd rozdzielnic.		

⁶⁾ Wyłączniki przeznaczone do zainstalowania w polach wyznaczonych /przewidzianych/ do łączenia dwóch systemów elektroenergetycznych /wydzielonych obszarów KSE/ oraz w warunkach wynikających z parametrów sieci.



4.11	Konstrukcja rozdzielnicy powinna zapewniać możliwość wymiany modułu pola linii i transformatora bez konieczności wyłączania całej rozdzielni/sekcji 110 kV wg wymagań określonych w SIWZ uzależnionych od ważności stacji w systemie.
4.12	Listwa zaciskowa dla obwodów pomocniczych z zastosowaniem złączek sprężynowych. Złączki powinny umożliwić przyłączanie przewodów o przekroju żyły do 4 mm ² .

Wyłączniki, odłączniki, przekładniki i uziemniki – wymagania analogiczne jak dla wykonania tradycyjnego.

Dodatkowe wymagania:

1. Poziom wyładowań niezupełnych dla rozdzielnicy 110 kV izolowanej gazem nie może przekraczać 5 pC i musi zostać potwierdzony protokołem prób.
2. Nie dopuszcza się łączenia modułów poprzez spawanie.
3. Każde pole 110 kV GIS powinno posiadać element kompensacji temperaturowej.
4. Konstrukcja powinna zapewniać łatwy dostęp do wszystkich elementów GIS (napędów łączników, elementów podlegających rewizji).
5. Obwody wtórne przekładników prądowych z zaciskami umożliwiającymi zwarcie obwodów prądowych poszczególnych rdzeni wyprowadzić do skrzynek wyciągniętych przed GIS.
6. Zaleca się aby rozdzielnica była wyposażona w wysokoczęstotliwościowe czujniki wyładowań niezupełnych (zabudowane wewnątrz GIS zgodnie z założeniami producenta), umożliwiające przeprowadzenia pomiarów i badań wyładowań niezupełnych metodą UHF.
7. Napęd wyłączników zasobnikowo – sprężynowy (dopuszcza się elektryczny – hydrauliczny układ zazbrajania wraz z licznikiem zadziałania pompy).

15.8. Wyłączniki SN

Nazwa parametru	Wartość wymagana	
	Dla $U_n=17,5$ kV	Dla $U_n=24$ kV
Napięcie znamionowe	17,5 kV	24 kV
Znamionowe napięcie izolacji	min. 17,5 kV	min. 24 kV
Napięcie probiercze 50 Hz	min. 38 kV	min. 50 kV
Napięcie probiercze impulsowe	min. 95 kV	min. 125 kV

1. prąd znamionowy wyłączalny I_z – nie mniejszy niż 16 kA
2. prąd znamionowy pól liniowych I_n – 630 A,
3. prąd znamionowy pól transformatorowych i sprzęgła I_n – 1250 A,
4. 2 cewki wyłączające – 220 V DC,
5. cewka załączająca – 220 V DC,
6. napęd silnikowo–sprężynowy lub elektromagnetyczny. – 220 V DC,
7. środowisko gaszenia łuku – próżnia,
8. trwałość łączeniowa wyłącznika – zgodna z klasą E2, M2, C2
9. trwałość mechaniczna wyłącznika zapewniająca min 10 000 bez konieczności konserwacji
10. znamionowy cykl łączeniowy: – O – 0,3 s – CO – 15 s – CO
11. wewnętrzny układ blokady przeciw pompowaniu,
12. temperatura pracy – od -5°C do + 40°C,
13. styk migowy sygnalizacji wyłączenia,
14. styki pomocnicze: – 8 x NO + 8 x NC,
15. styk sygnalizacji nazbrojenia napędu – 1 x NO + 1 x NC,
16. przycisk załączający i wyłączający zamontowane na obudowie wyłącznika dostępne z korytarza obsługi,

17. mechaniczny wskaźnik stanu położenia wyłącznika,
18. wskaźnik stanu nazbrojenia napędu,
19. licznik cykli łączeniowych,
20. możliwość nazbrojenia napędu przy braku napięcia 220 V DC.

15.9. Baterie kondensatorów

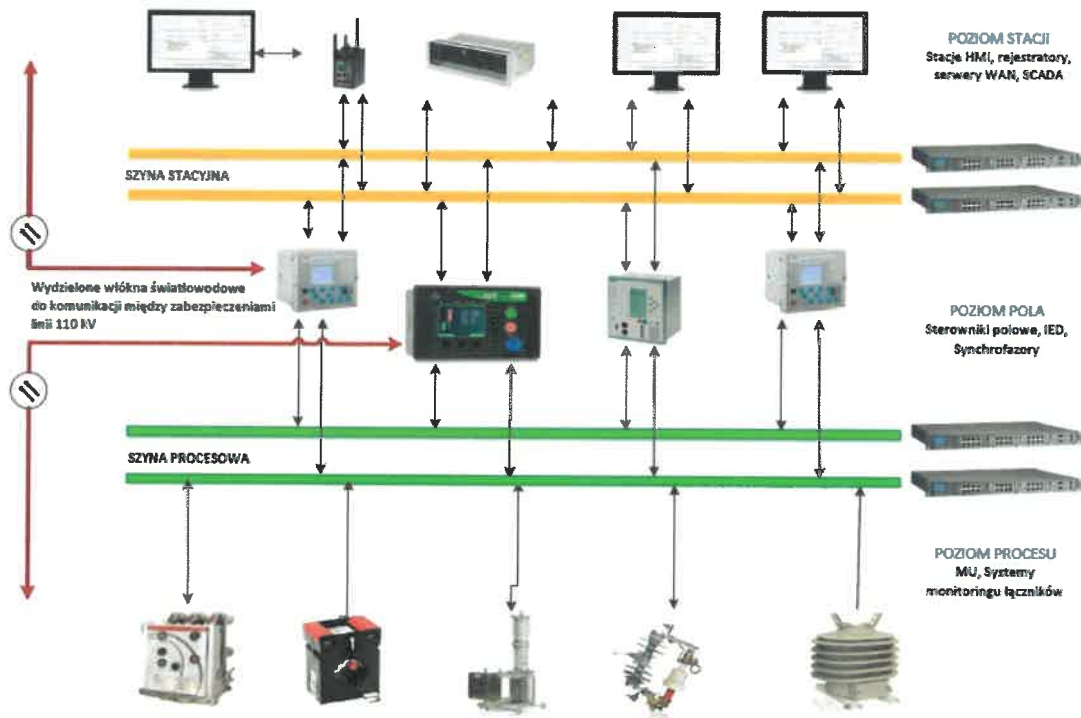
1. Podstawowe dane techniczne baterii:
 - a. W zależności od potrzeb: zabudowa kontenerowa, wewnętrzna lub napowietrzna.
 - b. Częstotliwość: – 50 Hz,
 - c. napięcie znamionowe izolacji – min. 17,5 kV,
 - d. układ połączeń – w zależności od potrzeb,
 - e. przekładniki rozładowcze,
 - f. konstrukcje: – kształtownik ocynkowany ogniowo,
 - g. obudowa: – IP 00,
 - h. moc baterii należy dobierać indywidualnie według potrzeb gospodarki mocą bierną
2. Parametry kondensatorów
 - a. Typ kondensatora: – jednofazowy z jednym lub dwoma izolatorami,
 - b. temperatura pracy: – – 40°C + 40°C (dla wykonania napowietrznego),
 - c. zabezpieczenie: – wewnętrzne zabezpieczenie ciśnieniowe,
 - d. wyposażone w wewnętrzne zabezpieczenie zwijek,
 - e. straty mocy czynnej: – poniżej 0,2 W/kVar,
 - f. rezystory rozładowcze: – wewnętrzne,
 - g. impregnat: – nie zawierający PCB, niepalny.

16. ŁĄCZNOŚĆ

16.1. Sposoby realizacji transmisji ze stacji elektroenergetycznych:

1. Dla celów transmisyjnych z obiektów elektroenergetycznych należy zbudować/wydzielić niezależną teleinformatyczną sieć technologiczną OT, rozumianą jako sieć na potrzeby SCADA, zabezpieczeń, telemechaniki, teletransmisji, łączności inżynierskiej.
2. Podstawową drogą transmisji dla każdej stacji elektroenergetycznej jest infrastruktura teletransmisyjna będąca własnością PGE Dystrybucja S.A.. Standardowym medium transmisyjnym jest sieć światłowodowa, realizowana za pomocą traktów światłowodowych 48 włóknowych.
3. Na potrzeby zabezpieczeń WN zapewnić po 6 wydzielonych dedykowanych włókien na każde pole WN, wprowadzonych bezpośrednio do zabezpieczeń (bez urządzeń pośredniczących).
4. Należy zapewnić redundancję połączeń niezależnymi drogami transmisyjnymi do co najmniej dwóch węzłów sieci technologicznych dla systemów SCADA i urządzeń obsługujących systemy pomiarowe.
5. Do obsługi kanałów szeregowych należy zastosować serwer lub kartę portów szeregowych o parametrach temperaturowych podobnych do wymaganych dla urządzeń realizujących transmisję.

6. Ethernetową sieć technologiczną należy oprzeć o urządzenia realizujących transmisję w wykonaniu przemysłowym o podstawowych parametrach określonych w punkcie 16.2.
7. Wyposażenie nowych i modernizowanych stacji elektroenergetycznych w urządzenia i realizację transmisji pomiędzy urządzeniami IED przedstawia Rysunek 1. Niezależnie od połączeń przedstawionych na rysunku realizowana jest bezpośrednia łączność między zabezpieczeniami (dedykowane włókna wpięte bezpośrednio do zabezpieczeń).



Rysunek 1 Przykładowy układ komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacji

8. Łączność głosową ze stacji elektroenergetycznych należy realizować za pomocą technologii IP lub cyfrowej sieci trunkingowej przyjętej w PGE Dystrybucja S.A.
9. Zasilanie urządzeń teletransmisyjnych zainstalowanych w stacji powinno odbywać się redundantnie z baterii stacyjnych 220 VDC, 24 VDC lub napięcia gwarantowanego 230 VAC.
10. System monitoringu i kontroli dostępu do stacji elektroenergetycznej należy włączyć do systemu teletransmisyjnego stacji.
11. Infrastrukturę Operatorów Telekomunikacyjnych należy wynieść z budynków stacji elektroenergetycznych na wydzielony teren w obrzeżach stacji z niezależnym dostępem w linii ogrodzenia.
12. Wszystkie urządzenia realizujące transmisję oraz aparaturę stacji należy wyposażać w optyczne porty interface.
13. Urządzenia transmisyjne powinny pracować w zakresie temperatur minimum od -25°C do +65°C.
14. W procesie przyłączania Wytwórców lub Odbiorców należy wykonać łącze teletransmisyjne do firewall'a lokalnego lub centralnego sieci technologicznej. Standardowym medium jest łącze światłowodowe.

16.2. Wymagania dla urządzeń realizujących transmisję ze stacji elektroenergetycznych dla systemów łączności technologicznej OT.

1. Przełącznik:

- a. Wykonanie wzmocnione – przemysłowe,
- b. Minimum 24 porty z możliwością doboru szerokiej gamy modułów SFP zarówno miedzianych jak i światłowodowych,
- c. Urządzenie musi współpracować co najmniej z następującymi typami wkładek – wkładki przemysłowe do pracy w rozszerzonym co najmniej zakresie temperatur od -25°C do $+65^{\circ}\text{C}$:
 - i. standard 802.3z, 1000Base SFP MSA, okno 850nm, dystans min. 275m dla światłowodu 62.5/125, 550m dla światłowodu 50/125um, światłowód wielomodowy, styk fizyczny LC,
 - ii. standard 802.3z, 1000Base SFP MSA, okno 1310nm, dystans min. 10km, światłowód jednomodowy, styk fizyczny LC,
 - iii. standard 802.3z 1000Base, SFP MSA, okno 1310nm, dystans min. 40km, światłowód jednomodowy, styk fizyczny LC,
 - iv. standard 802.3z 1000Base, SFP MSA, okno 1550nm, dystans min. 70km, światłowód jednomodowy, styk fizyczny LC,
 - v. standard 802.3u 100Base, SFP MSA, okno 1310nm, dystans min. 2km, światłowód multimodowy, styk fizyczny LC,
 - vi. standard 802.3, 10/100/1000BaseT, SFP MSA, styk RJ-45,
- d. Podwójne w pełni redundantne (dwa niezależne zasilacze) zasilanie z 48 VDC lub 220 VDC i 230 VAC.
- e. Wymiana uszkodzonego zasilacza nie może powodować konieczności wyłączenia urządzenia.
- f. Obsługa mechanizmów dystrybucji informacji o sieciach VLAN pomiędzy przełącznikami.
- g. Montaż w szafie 19" lub na szynie DIN.
- h. Preferowane są urządzenia pasywne przystosowane do pracy w zakresach temperatur minimum od -25°C do $+65^{\circ}\text{C}$.
- i. Urządzenie powinny obsługiwać protokoły do obsługi sieci technologicznej między innymi: IEC 61850, IEEE 1613, IEEE 1588.
- j. Synchronizowane lokalnie przez urządzenie GPS.
- k. Wzmocniona obudowa odporna na wibracje, kurz i zwiększoną wilgotność.

2. Okablowanie

- a. Okablowanie wewnątrz budynków stacji elektroenergetycznych – kable SFTP kategorii min. 5+,
- b. Okablowanie na zewnątrz budynków stacji – kable żelowane kategorii min. 5+ – UTPf.
- c. Okablowanie należy zakończyć na panelach i modułach tej samej kategorii co okablowania.

3. Szafy telekomunikacyjne

- a. Wykonanie 19",
- b. Wyposażone w panel wentylacyjny,
- c. Przepusty kablowe zabezpieczone przed gryzoniami.

16.3. Pomieszczenia przeznaczone dla urządzeń teletransmisyjnych

1. Spełniające warunki określone w dokumencie „WYTYCZNE W ZAKRESIE SERWEROWNI DLA CPD/OT/ICT” (zabezpieczone drzwi, okna).
2. Umożliwiające swobodne prowadzenie kabli oraz rozbudowę infrastruktury (podłoga technologiczna, kanały kablowe, dukt kablowe).
3. Wyposażone w urządzenia pozwalające zachować odpowiednie warunki temperaturowe.

16.4. Adresowanie urządzeń teletransmisyjnych

Urządzenia teletransmisyjne powinny być adresowane z puli adresów IP przeznaczonych dla systemów OT.



16.5. Bezpieczeństwo sieci OT

Systemy i urządzenia w obrębie sieci OT powinny spełniać wymagania Kanonu bezpieczeństwa sieci OT.

17. SYSTEM OCHRONY TECHNICZNEJ OBIEKTÓW (SOT)

Zamknięcie i ochronę techniczną obiektów elektroenergetycznych oraz urządzeń realizować wg przyjętego standardu w PGE Dystrybucja S.A.

Ochronę techniczną zaleca się realizować w oparciu o instalacje:

1. systemu sygnalizacji p.poż.,
2. systemu sygnalizacji napadu i włamania,
3. ochrony terenu stacji np. pętle indukcyjne, bariery mikrofalowe, monitoring, itp.,
4. kontroli dostępu do obiektu.

Powyższe instalacje muszą stanowić wspólną kompatybilną całość w ramach systemu integracyjnego obowiązującego w danym Oddziale.

18. OGÓLNE ZALECENIA BHP, OCHRONY ŚRODOWISKA I PRZECIWPOŻAROWE

- 18.1. Należy sprawdzać planowaną lokalizację stacji i planowane do zastosowania rozwiązania pod względem wpływu na środowisko.
- 18.2. Stosowane rozwiązania powinny być sprawdzane pod kątem zachowania dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych.
- 18.3. Stacje należy wyposażać w:
 - a. urządzenia przeciwpożarowe, sprzęt gaśniczy i techniczne systemy zapewniające bezpieczeństwo ludzi i budowli wg odrębnych uregulowań prawnych i wskazań branżowych,
 - b. zabezpieczenia przeciwpożarowe kanałów kablowych.
- 18.4. Urządzenia przeciwpożarowe, sprzęt i wyroby służące ochronie przeciwpożarowej powinny posiadać stosowne świadectwa dopuszczenia, certyfikaty i aprobaty.

