

Departament Eksploatacji

**STANDARDOWA
SPECYFIKACJA FUNKCJONALNA**

Numer kodowy

PSE-SF.KSE/2015

TYTUŁ:

Krajowy System Elektroenergetyczny

**ZATWIERDZAM
DO STOSOWANIA
Z POWIĄZANIEM ZARZĄDU
PSE S.A.
DYREKTOR**

Departamentu Eksploatacji
Grzegorz Tomasiak

07.12.2015r.

Konstancin-Jeziorna, listopad 2015r.

SPIS TREŚCI

1.	WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE	5
1.1.	Wykaz skrótów i oznaczeń.....	5
1.2.	Definicje.....	6
2.	WPROWADZENIE	10
3.	ZAKRES	10
4.	NORMY I STANDARDY	10
4.1.	Ustawy i rozporządzenia.....	10
4.2.	Normy	11
4.3.	Specyfikacje standardowe PSE SA.....	15
5.	CHARAKTERYSTYKA KSE	15
5.1.	Podział funkcjonalny.....	15
5.2.	Podział operacyjny	15
6.	WARUNKI SYSTEMOWE	16
6.1.	Wartości napięcia w sieci.....	16
6.2.	Regulacja napięcia w sieci	17
6.3.	Wartości częstotliwości.....	18
6.4.	Poziomy maksymalne prądów zwarciovych i prądów obciążeniowych	19
6.5.	Wytrzymałość zwarciovowa	20
6.6.	Wartości prądów znamionowych i pojemnościowych linii	20
6.7.	Współczynniki uziemienia sieci.....	24
6.8.	Zawartość harmonicznyc w prądzie.....	24
6.9.	Zawartość harmonicznyc w napięciu.....	25
6.10.	Składowa przeciwna w napięciu.....	26
6.11.	Składowa przeciwna w prądzie.....	26
6.12.	Stany nieustalone	27
6.13.	Oscylacje mocy na liniach przesyłowych	27
7.	CZASY LIKWIDACJI ZAKŁÓCEŃ – WYŁĄCZENIA 1- I 3- FAZOWE	28
7.1.	Czasy likwidacji zakłóceń.....	28
7.2.	Wyłączenia 1- i 3 - fazowe oraz układy automatyki SPZ.....	30
8.	WYBÓR ZNORMALIZOWANYCH POZIOMÓW IZOLACJI	31
8.1.	Znormalizowane najwyższe napięcie urządzeń	31
9.	WYMAGANIA W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA	33
9.1.	Emisja pól elektromagnetycznych	33
9.2.	Emisja mocy akustycznej.....	34
9.3.	Ciecze elektroizolacyjne	36
9.4.	Gaz SF ₆ w urządzeniach elektroenergetycznych.....	37
10.	AUTO/TRANSFORMATORY, PRZESUWNIKI FAZOWE	38
10.1.	Auto/transformatory.....	38
10.2.	Rodzaje auto/transfomatorów	40
10.3.	Standardowe moce auto/transfomatorów w sieci o górnym napięciu 400 kV lub 220 kV.....	41

10.4.	Transformatory dodawcze.....	42
10.5.	Dopuszczalne parametry obciążeń poszczególnych typów auto/transformatorów	42
10.6.	Prądy magnesowania auto/transformatorów	46
10.7.	Przesuwniki fazowe	46
11.	URZĄDZENIA DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ	47
11.1.	Dławiki kompensacyjne.....	48
11.2.	Baterie kondensatorów.....	49
11.3.	Kompensatory SVC i STATCOM	50
12.	LINIE NAPOWIETRZNE NN I WN.....	50
13.	LINIE KABLOWE NN, WN I SN.....	51
14.	UKŁADY ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ I URZĄDZEŃ WSPÓLPRACUJĄCYCH.....	53
15.	NIEZAWODNOŚĆ PRACY SIECI.....	54

SPIS TABEL

1.	Wartości napięć w sieci PSE S.A.....	16
2.	Wartości napięcia w rozdzielniach NN i 110 kV w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń	17
3.	Wartości napięcia w rozdzielniach NN i 110 kV w zakłóceniovym stanie pracy sieci	17
4.	Wartości średniej częstotliwości mierzonej przez 10 sekund	19
5.	Maksymalne poziomy prądów zwarciovych w węzłach sieci i maksymalne, dopuszczalne długotrwanie wartości prądów obciążenia linii.....	19
6.	Standardowe szeregi wartości prądów zwarcia	20
7.	Wyniki obliczeń dopuszczalnej obciążalności linii NN i WN w zależności od przyjętych warunków atmosferycznych dla temperatury przewodów +80°C.....	22
8.	Wartości prądów pojemnościowych linii.....	23
9.	Współczynnik zwarcia doziemnego – wartość maksymalna	24
10.	Zawartość harmonicznyc w prądzie.....	25
11.	Zawartość harmonicznyc w napięciu dla podmiotów grupy I i II	25
12.	Zawartość harmonicznyc w napięciu dla pomiotów grupy III i IV	26
13.	Częstotliwości kołysań i czasy ich trwania.....	28
14.	Czas przerwy beznapięciowej układu automatyki SPZ 3-fazowego	31
15.	Poziomy izolacji dla napięć 110 kV, 220 kV i 400 kV.....	32
16.	Poziomy izolacji dla napięć pomocnicznyc	32
17.	Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych, dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową.....	34
18.	Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych, dla miejsc dostępnych dla ludności.....	34
19.	Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku powodowane przez linie elektroenergetyczne wyrażone w L_{AeqD} i L_{AeqN} , które mają zastosowanie do ustanawiania i kontroli korzystania ze środowiska, w odniesieniu do jednej doby.....	34
20.	Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku powodowane przez poszczególne źródła hałasu, z wyłączeniem hałasu powodowanego przez linie elektroenergetyczne wyrażone w L_{AeqD} i L_{AeqN} , które mają zastosowanie do ustanawiania i kontroli korzystania ze środowiska, w odniesieniu do jednej doby	35
21.	Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne	43
22.	Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne	44
23.	Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne	45
24.	Prądy magnesowania auto/transfomatorów	46

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE

1.1. Wykaz skrótów i oznaczeń

AO	- Automatyka Odciążająca
APK	- Automatyka Przeciwołtysaniowa
ARNE	- Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni
ARST	- Automatyczna Regulacja Stacji Transformatorowej
BKS	- Baterie Kondensatorów Statycznych
EAZ	- Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa
ENTSO-E	- Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
FACTS	- Flexible AC Transmission Systems – Elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego
GIS	- Gas Insulated Switchgear – Rozdzielnice wykonane w technologii z izolacją gazową
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
LFC	- Load Frequency Control - Automatyczna Regulacja Częstotliwości i Mocy
MTS	- Mixed Technologies Switchgear – Rozdzielnice wykonane w technologii modułowej mieszanej
NN	- Najwyższe Napięcie -750 kV,400 kV i 220 kV
NNA	- Narodowy Aspekt Normatywny dla Rzeczypospolitej Polskiej
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego .
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego .
PSS	- Power System Stabiliser – Stabilizator systemowy
SN	- Średnie Napięcie- 30 kV,20 kV,15 kV,10 kV i 6 kV
SVC	- Static Var Compensator- Kompensator statyczny
STATCOM	- Static Compensator - Kompensator statyczny
Un	- Napięcie znamionowe
WN	- Wysokie Napięcie – 110 kV i 60 kV

1.2. Definicje

Terminologia stosowana w tym standardzie jest zgodna z określeniami Międzynarodowego Słownika Elektrotechnicznego (IEC 60050) oraz niżej wymienionych norm. W przypadku użycia określeń, które nie są zdefiniowane w publikacjach IEC, podane jest odpowiednie objaśnienie w treści niniejszego standardu.

Dla poniższego standardu przyjęto następującą terminologię:

1.2.1. Automatyczna regulacja częstotliwości i mocy

Układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w połączonych systemach elektroenergetycznych uwzględniający jednocześnie kryteria dotrzymania salda wymiany międzysystemowej i utrzymania częstotliwości zgodnie z określonym algorytmem.

1.2.2. Automatyczna regulacja napięcia elektrowni

Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.

1.2.3. Automatyczna regulacja stacji transformatorowej

Układ automatycznej regulacji napięcia w sieci wykorzystujący regulację napięcia transformatora.

1.2.4. Automatyka odciażająca

Układ automatyki zapobiegający wystąpieniu przeciążenia elementów sieci poprzez ograniczenie mocy generowanej przez jednostki wytwórcze.

1.2.5. Automatyka przeciwołysaniowa

Układ automatyki zapobiegający wystąpieniu kołysania mocy w KSE poprzez ograniczenie mocy generowanej przez jednostki wytwórcze.

1.2.6. Awaria w systemie

Zdarzenie ruchowe w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5% bieżącego zapotrzebowania mocy w KSE.

1.2.7. Awaryjny układ pracy

Przewidywany przez operatora systemu układ pracy sieci elektroenergetycznych, dla przypadku awaryjnego wyłączenia określonych elementów sieciowych.

1.2.8. Eksploatacja sieci przesyłowej

Zespół działań utrzymujący zdolność sieci przesyłowej do niezawodnej pracy i zasilania odbiorców, oraz współpracy z innymi sieciami.

1.2.9. ENTSO-E/RGCE Operation Handbook

Instrukcja pracy połączonych systemów Europy kontynentalnej obejmująca zbiór zasad i przepisów technicznych, dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych przyjętych jako obowiązujące na podstawie Wielostronnej Umowy (Multilateral Agreement) przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych zrzeszonych w ramach Unii Koordynacji ds. Przesyłu Energii Elektrycznej a po jej rozwiązaniu, działających w Grupie Regionalnej "Continental Europe" w ramach ENTSO-E, który to zbiór podlega zmianom zgodnie z właściwymi procedurami w/w Grupy Regionalnej "Continental Europe".

1.2.10. Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej(ENTSO-E)

Międzynarodowe stowarzyszenie operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej współpracujących na poziomie Wspólnoty Europejskiej w celu:

1. Promowania dokończenia budowy i funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej i transgranicznego handlu energią elektryczną.
2. Zapewnienia optymalnego zarządzania europejską siecią przesyłową energii elektrycznej, jej skoordynowanej eksploatacji oraz jej właściwego rozwoju technicznego; tj. realizacji celów określonych rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003(Dz. Urzędowy UE L 211 z 14.08.2009, str. 15-35) zgodnie z przepisami tego rozporządzenia i postanowieniami statutu stowarzyszenia.

1.2.11. Jednostka wytwórcza

Opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

1.2.12. Koordynowana sieć 110 kV

Część sieci dystrybucyjnej 110 kV w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.

1.2.13. Krajowa sieć przesyłowa NN i WN

Sieć elektroenergetyczna najwyższych i wysokich napięć na terenie Polski za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP.

1.2.14. Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

1.2.15. Moc znamionowa

Największa trwała wartość mocy elektrycznej, która może być wytwarzana, przesyłana lub pobierana przez dane urządzenie elektroenergetyczne, zdeterminowana parametrami konstrukcyjnymi przez jego producenta (wytwórcę).

1.2.16. Napięcie znamionowe

Wartość napięcia, przy którym producent przewidział pracę danego urządzenia przy określonych warunkach pracy w sieci.

1.2.17. Normalny stan pracy sieci

Stan pracy sieci elektroenergetycznej w którym wartości wszystkich jej parametrów są zachowane w dopuszczalnych przedziałach oraz spełnione są wszystkie kryteria bezpieczeństwa pracy sieci.

1.2.18. Normalny układ pracy

Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej spełniający również kryteria niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci, dotrzymujący wymagane parametry jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom systemu.

1.2.19. Obiekt elektroenergetyczny

Wyodrębniony element systemu elektroenergetycznego zawierający urządzenia, instalacje elektroenergetyczne i tworzące je układy przeznaczone do wytwarzania, przesyłania, przetwarzania, dystrybucji i odbioru energii elektrycznej, łącznie z niezbędnymi budynkami, spełniający również wymagania wynikające z przepisów Ustawy Prawa Budowlanego.

1.2.20. Operator systemu

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

1.2.21. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, zapewniające bieżące i długotrwałe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

1.2.22. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, zapewniające bieżące i długotrwałe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

1.2.23. Praca wyspowa

Samodzielna praca części KSE wydzielonej po jej awaryjnym odłączeniu się z KSE, z co najmniej jedną pracującą jednostką wytwórczą, która w sytuacji odłączenia od KSE jest w stanie zapewniać pokrycie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną odbiorców oraz zapewnić bezpieczną pracę wydzielonego obszaru KSE.

1.2.24. Regulacja częstotliwości

Regulacja w systemie elektroenergetycznym mająca za zadanie utrzymanie stałej wartości częstotliwości lub ograniczenie odchylenia czasu synchronicznego od astronomicznego do granic dopuszczalnych.

1.2.25. Sieć dystrybucyjna

Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD.

1.2.26. Sieć elektroenergetyczna

Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji, należące do przedsiębiorstwa energetycznego lub użytkownika systemu.

1.2.27. Sieć przesyłowa

Sieć elektroenergetyczna najwyższych i wysokich napięć za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP

1.2.28. Sieć z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym

Sieć, której punkt lub punkty neutralne są bezpośrednio uziemione.

1.2.29. Stabilizator systemowy

Człon regulatora napięcia generatora wprowadzający dodatkowy sygnał sterujący na wejście lub wyjście regulatora. Stabilizatory systemowe zapobiegają kołysaniom wirników powstałych po wystąpieniu małych i dużych zakłóceń. Są środkiem poprawy tłumienia kołysań międzysystemowych.

1.2.30. Stabilność kątowna przejściowa (równowaga dynamiczna)

Zdolność systemu do zachowania pracy synchronicznej jednostek wytwórczych przy dużych zakłóceniach w stanie ich pracy (stany zakłóceniami o dużej amplitudzie i szybko narastających oddziaływaniach).

1.2.31. Stabilność kątowna lokalna (równowaga statyczna)

Zdolność systemu do zachowania pracy synchronicznej jednostek wytwórczych przy małych zakłóceniach w stanie ich pracy (stany zakłóceniami o małej amplitudzie i wolno narastających oddziaływaniach).

1.2.32. System elektroenergetyczny

Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z siecią.

1.2.33. Współczynnik zwarcia doziemnego

Stosunek wartości skutecznej najwyższego napięcia częstotliwości sieciowej między nieuszkodzoną fazą a ziemią w danym miejscu i przy danej konfiguracji sieci trójfazowej, w czasie zwarcia z ziemią jednej lub więcej faz w danym punkcie sieci, do wartości skutecznej napięcia częstotliwości sieciowej, która wystąpiłaby w rozpatrywanym miejscu bez zwarcia.

1.2.34. Znamionowy poziom izolacji

Zestaw znormalizowanych napięć wytrzymywanych, które charakteryzują wytrzymałość elektryczną izolacji.

1. W sieciach o napięciu znamionowym do 220 kV włącznie:
 - a) znormalizowane wytrzymywane krótkotrwałe napięcie o częstotliwości sieciowej,
 - b) znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe.
2. W sieciach o napięciu znamionowym 400 kV:
 - a) znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe łączeniowe,
 - b) znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe.

Pozostałe definicje i terminologia użyte na potrzeby niniejszej specyfikacji są zgodne z definicjami i terminologią obowiązującą w normie IEC 60050 "International Electrotechnical Vocabulary" oraz w IRiESP i rozporządzeniach.

2. WPROWADZENIE

W specyfikacji zostały zdefiniowane podstawowe warunki, jakie mogą wystąpić w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz wynikające stąd wymagania funkcjonalne i techniczne, które powinny spełniać stacje, linie i urządzenia przyłączane do tego systemu.

3. ZAKRES

Niniejsza standardowa specyfikacja funkcjonalna określa ogólne standardowe wymagania funkcjonalne i techniczne dla przesyłowego systemu elektroenergetycznego PSE S.A. oraz zasadniczych elementów tworzących sieć przesyłową.

Specyfikacja zawiera informacje o podstawowych parametrach sieci (takich jak napięcia, prądy, częstotliwość, zawartość harmoniczných) oraz czasach likwidacji zakłóceń. Podano również ogólne wymagania dla linii, auto/transformatörów 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej.

Przedstawione zostały warunki techniczne decydujące o niezawodności sieci przesyłowej w ustalonym stanie pracy i w stanach n-1.

Specyfikacja nie obejmuje wymagań funkcjonalnych i technicznych dla układów i urządzeń NN prądu stałego.

Wymagania zawarte w specyfikacji stanowią podstawę dla zdefiniowania wymagań szczegółowych przedstawionych w standardowych specyfikacjach technicznych dla poszczególnych elementów systemu przesyłowego w tym zwłaszcza dla wyposażenia sieci przesyłowych.

4. NORMY I STANDARDY

Wymagania techniczne odnośnie pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz ogólnych zaleceń technicznych dla przyłączanych do tego systemu stacji elektroenergetycznych sformułowano w szczególności na podstawie obowiązujących ustaw, rozporządzeń ,aktualnych norm krajowych i międzynarodowych.

Normy i wymagania wynikające z ustaw i rozporządzeń, wymienione w tym rozdziale są aktualne na czas opracowywania specyfikacji. Każdorazowo, podczas korzystania ze specyfikacji, należy sprawdzić aktualność przepisów i norm oraz uwzględnić postanowienia zawarte w najnowszych wydaniach wymagań.

4.1. Ustawy i rozporządzenia

1. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane [t.j. Dz. U. z 2013 r. poz. 1409 ze zm.].
2. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne [t.j. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.].
3. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym [Dz. U. z 2015 r. poz 199].
4. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [t.j. Dz. U. z 2013 r. poz. 1232 ze zm.].
5. Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 roku o odpadach [Dz. U. 2013 poz. 21 ze zm.].
6. Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne [t.j.: Dz. U. z 2012 r. poz. 145 ze zm.].

7. Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody [t.j.: Dz. U. z 2013 r., poz. 627].
8. Ustawa z dnia 12 września 2002 r. o normalizacji [Dz. U. z 2002 r. nr 169, poz. 1386 ze zm.].
9. Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności [t.j. Dz. U. z 2014 r. poz. 1645].
10. Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [Dz. U. z 2011 r. nr 122 poz. 695 ze zm.].
11. Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 r. o kompatybilności elektromagnetycznej [Dz. U. z 2007 r. Nr 82, poz. 556 ze zm.].
12. Ustawa z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych
13. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) obowiązująca od dnia 01.08.2014.
14. Rozporządzenie (WE) nr 517/2014 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie niektórych fluorowanych gazów cieplarnianych (Dz.U. UE L 2014.150. 195).
15. Dyrektywa 2004/108//WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej oraz uchylająca dyrektywę 89/336/EWG (Dz.U. UE L 2004.390.24).
16. Dyrektywa 2002/95/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 stycznia 2003 r. w sprawie ograniczenia stosowania niektórych niebezpiecznych substancji w sprzęcie elektrycznym i elektronicznym (Dz.U. UE L 2003.37.19) oraz Dyrektywa 2008/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 marca 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2002/95/WE w sprawie ograniczenia stosowania niektórych niebezpiecznych substancji w sprzęcie elektrycznym i elektronicznym, w odniesieniu do uprawnień wykonawczych przyznanych Komisji (Dz.U. UE L 2008.81.67).

4.2. Normy

Nr normy	Tytuł normy
PN-EN 50522:2011E	Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV .
PN-EN 50341-1: 2005	Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne wraz ze zmianą jako PN-EN 50341-1:2005/2009
PN-EN 50341-3-22: 2010	Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 3: Zbiór normatywnych warunków krajowych. Polska wersja PN-EN 50341-3-22:2001
PN-EN 60038:2012P	Napięcia znormalizowane CENELEC.
PN-EN 60044-3:2006P	Przekładniki – Część 3: Przekładniki kombinowane.
PN-IEC 60050-151:2003P	International Electrotechnical Vocabulary (norma wieloarkuszowa).
PN-EN 60059:2002P+A1:2010E	Znormalizowane prądy znamionowe IEC.

Nr normy	Tytuł normy
PN-EN 60060-1:2011E	Wysokonapięciowa technika probiercza – Część 1: Ogólne definicje i wymagania probiercze.
PN-EN 60068-1:2005P	Badania środowiskowe – Część 1: Postanowienia ogólne i wytyczne.
IEC 60694	Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards
PN-EN 60071-1:2008P+A1:2010E	Koordynacja izolacji – Część 1: Definicje, zasady i reguły.
PN-EN 60071-2:2000P	Koordynacja izolacji – Przewodnik stosowania.
IEC 60076-1 2000	Power Transformers. General
IEC 60076-6 2000	Reactors
PN-EN 60099-4:2009P+A2:2009E	Ograniczniki przepięć – Część 4: Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego.
PN-EN 60099-5:2014-01P	Ograniczniki przepięć – Zalecenia wyboru i stosowania.
PN-EN 60376:2007P	Wymagania dotyczące technicznego sześćiofluorku siarki (SF ₆) stosowanego w urządzeniach elektrycznych.
PN-EN 60721-1:2002E	Klasyfikacja warunków środowiskowych – Część 1: Czynniki środowiskowe i ich ostrości.
IEC/TS 60815-1 Ed. 1.0:2008-10	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles.
IEC/TS 60815-2 Ed. 1.0:2008-10	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems.
IEC/TS 60815-3 Ed. 1.0:2008-10	Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 3: Polymer insulators for a.c. systems.
IEC 60840 Ed. 4.0:2011	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um=36 kV) up to 150 kV (Um=170 kV) – Test methods and requirements.
IEC 60859 Ed. 2.0b:1999	Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages of 72,5 kV and above. Part 1. Fluid filled cable terminations for fluid filled and extruded insulation cables.

Nr normy	Tytuł normy
IEC 60865-1	Short-circuit currents - Calculation of effects - Part 1: Definitions and calculation methods
IEC 60909-0	Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents
PN-EN 61000P	Kompatybilność elektromagnetyczna EMC (norma wieloarkuszowa).
IEC 61850	Communication networks and systems in substations
PN-EN 61869-1:2009E	Przekładniki – Część 1: Wymagania ogólne.
PN-EN 61869-2:2013-06E	Przekładniki – Część 2: Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników prądowych.
PN-EN 61869-3:2011E	Przekładniki – Część 3: Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników napięciowych indukcyjnych.
PN-EN 61869-5:2011E	Przekładniki – Część 5: Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników napięciowych pojemnościowych.
PN-EN 61936-1:2011E+AC:2011E+AC:2012E	Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV – Część 1: Postanowienia ogólne.
PN-EN 62271-1:2009E+A1:2011E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 1: Postanowienia wspólne.
PN-EN 62271-3:2007E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 3: Interfejsy cyfrowe na podstawie normy IEC 61850.
IEC 62271-4 Ed. 1.0: 2013-08	High-voltage switchgear and controlgear – Part 4: Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF ₆) and its mixtures.
PN-EN 62271-100:2009E+A1:2013-07E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 100: Wyłączniki wysokiego napięcia prądu przemiennego.
PN-EN 62271-101:2013-06E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 101: Badania syntetyczne.
PN-EN 62271-102:2005P+A1:2011E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 102: Odłączniki i uziemniki wysokiego napięcia prądu przemiennego.
PN-EN 62271-203:2012E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 203: Rozdzielnice z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcie znamionowe wyższe niż 52 kV.

Nr normy	Tytuł normy
PN-EN 62271-204:2011E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 204: Wysokonapięciowe linie przesyłowe w izolacji gazowej na napięcia znamionowe 52 kV i wyższe.
PN-EN 62271-205:2008E;	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 205: Kompaktowe zestawy aparatury rozdzielczej na napięcia znamionowe powyżej 52 kV.
PN-EN 62271-207:2013-02E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 207: Ocena odporności sejsmicznej zestawów aparatury rozdzielczej z izolacją gazową na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV.
PN-EN 62271-209:2008E	Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 209: Przyłącza kablowe do rozdzielnic z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV – Kable o izolacji olejowej, gazowej oraz wytłaczanej – Głowice kablowe olejowe, gazowe i suche.
IEC 62271-301 Ed. 2.0:2009	High voltage switchgear and controlgear – Part 301: Dimensional standardization of high-voltage terminals.
PN-E-04700:1998P+Az1:2000P	Urządzenia i układy elektryczne w obiektach elektroenergetycznych – Wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych.
PN-E-08501:1988P	Urządzenia elektryczne – Tablice i znaki bezpieczeństwa.
PN-EN ISO 14713-1:2010E	Powłoki cynkowe – Wytyczne i zalecenia dotyczące ochrony przed korozją konstrukcji ze stopów żelaza – Część 1: Zasady ogólne dotyczące projektowania i odporności korozyjnej.
PN-EN ISO/IEC 17050-1:2010P	Ocena zgodności – Deklaracja zgodności składana przez dostawcę – Część 1: Wymagania ogólne.
Norma N SEP-E-004 2014.	Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa. .

4.3. Specyfikacje standardowe PSE SA.

Specyfikacje zostały podzielone pod względem funkcjonalności oraz szczegółowości wymagań w odniesieniu do zasadniczych elementów sieci własności PSE S.A. tworzących krajową sieć przesyłową. Specyfikacje znajdują się na stronie internetowej PSE S.A.: www.pse.pl

1. Poziom I

Standardowa specyfikacja funkcjonalna „Krajowy System Elektroenergetyczny”, Specyfikacja zawiera wymagania funkcjonalne oraz podstawowe parametry techniczne dotyczące podstawowych sieci elektroenergetycznych tworzących przesyłowy system elektroenergetyczny.

2. Poziom II

Specyfikacje zawierają wymagania funkcjonalne i wytyczne dotyczące rozwiązań i parametrów technicznych niezbędnych dla projektowania i budowy nowych oraz modernizowanych podstawowych elementów sieci przesyłowej w zakresie stacji i linii elektroenergetycznych.

3. Poziom III

Standardowe specyfikacje funkcjonalne i techniczne dla poszczególnych urządzeń stanowiących wyposażenie linii i stacji elektroenergetycznych w KSE.

5. CHARAKTERYSTYKA KSE

Krajowa sieć elektroenergetyczna NN i WN ma decydujący wpływ na bezpieczeństwo i niezawodność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

5.1. Podział funkcjonalny

Ze względów funkcjonalnych w krajowej sieci elektroenergetycznej rozróżnia się:

- 5.1.1.** Sieć zamkniętą obejmującą elementy sieciowe o napięciu 110 kV i wyższym pracujące trwale lub okresowo w układach pierścieniowych która ma zapewnić niezawodną realizację funkcji przesyłowych i dystrybucyjnych w KSE.
- 5.1.2.** Sieć obejmującą elementy sieciowe 110 kV pracujące trwale w układzie promieniowym lub jednostronnie zasilanych układów sieci lokalnych, która ma realizować wyłącznie funkcje rozdzielcze.

5.2. Podział operacyjny

Ze względów operacyjnych KSE dzieli się na:

- 5.2.1.** Sieć przesyłową, w której za rozbudowę, eksploatację i prowadzenie ruchu sieciowego odpowiada OSP.
- 5.2.2.** Sieć koordynowaną 110 kV, w której za rozbudowę, eksploatację oraz prowadzenie ruchu sieciowego odpowiada wyznaczony OSD, z uwzględnieniem uprawnień decyzyjnych OSP wynikających z ustawy Prawo Energetyczne i wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych.

KSE połączony jest z systemami elektroenergetycznymi krajów sąsiednich: synchronicznie (połączeniami prądu przemiennego 220 kV i 400 kV) z systemami elektroenergetycznymi czeskim, niemieckim i słowackim oraz asynchronicznie (kablem prądu stałego) z systemem szwedzkim.

KSE współpracuje z systemem ukraińskim poprzez wydzieloną pracę generatorów w elektrowni Dobrotwór i promieniowe połączenie z KSE linią 220 kV do SE Zamość.

W trakcie realizacji jest obecnie budowa połączenia poprzez wstawkę prądu stałego z litewskim systemem elektroenergetycznym .

Współpraca międzysystemowa z operatorami systemów elektroenergetycznych połączonych synchronicznie odbywa się na zasadach określonych w ENTSO-E/RGCE Operation Handbook oraz innych umownych ustaleniach międzyoperatorskich.

Współpraca międzysystemowa z operatorem szwedzkiego systemu elektroenergetycznego odbywa się na zasadach określonych w umowie dwustronnej.

Poprzez powyższe łączenia realizuje się wymianę międzysystemową energii elektrycznej i mocy, którą dzieli się na:

1. Wymianę równoległą, realizowaną między KSE a systemami elektroenergetycznymi pracującymi synchronicznie w Europie kontynentalnej.
2. Wymianę nierównoległą realizowaną z wykorzystaniem połączeń stałoprądowych lub układów wydzielonych.

6. WARUNKI SYSTEMOWE

6.1. Wartości napięcia w sieci

6.1.1. Wartości napięć znamionowych w sieci KSE wynoszą: 750 kV, 400 kV, 220 kV i 110 kV.

Połączenie na napięciu 750 kV Polska–Ukraina jest nieczynne. Wykorzystywana jest jedynie transformacja 750/400 kV w SE Rzeszów w celu załączania do pracy dławików kompensacyjnych przyłączonych do rozdzielni na napięciu 750 kV dla kompensacji mocy biernej w sieci 400kV.

Tabela 1. Wartości napięć w sieci PSE S.A.

Napięcie znamionowe sieci	400 kV	220 kV	110 kV
Najwyższe napięcie robocze sieci dopuszczalne trwale (I)	420 kV (II)	245 kV	121 kV
Dopuszczalne napięcie minimalne (I)	360 kV	200 kV	105 kV
Napięcie znamionowe urządzeń pierwotnych (II)	420 kV	245 kV	123 kV

(I) – te wartości mogą być przekraczane w stanach zakłóceńowych.

(II) – maksymalne napięcie może mieć wartość 440 kV przez okres do 15 minut.

W przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń jak i w zakłóceńowym stanie pracy, w rozdzielniach NN i 110 kV do których są przyłączeni odbiorcy końcowi pobierający moc nie większą od mocy przyłączeniowej przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ nie większym niż 0,4, w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10 - minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań:

1. $\pm 10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV.
2. $+5\% / -10\%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV.

W rozdzielniach NN i 110 kV w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziałach odchyłeń określonych w tabeli 2.

Tabela 2. Wartości napięcia w rozdzielniach NN i 110 kV w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń

Rodzaj rozdzielni/ Sieć	750 kV	400 kV	220 kV	110 kV
Rozdzielnie NN i 110 kV do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze oraz rozdzielnie współpracujące z jednostkami wytwórczymi poprzez transformacje NN/NN i NN/110 kV	-	400÷420	220÷245	110÷121
Pozostałe rozdzielnie NN i 110 kV	710÷787	380÷420	210÷245	105÷121

6.1.2. W pozostałych rozdzielniach NN i 110 kV w zakłóceniovym stanie pracy sieci w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-cio minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziałach odchyłeń w tabeli poniżej.

Tabela 3 Wartości napięcia w rozdzielniach NN i 110 kV w zakłóceniovym stanie pracy sieci

Rodzaj rozdzielni/ sieć	400 kV	220 kV	110 kV
Rozdzielnie NN i 110 kV do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze oraz rozdzielnie współpracujące z jednostkami wytwórczymi poprzez transformacje NN/NN i NN/110 kV	380÷420	210÷245	105÷121
Pozostałe rozdzielnie NN i 110 kV	360÷420	200÷245	99÷121

6.2. Regulacja napięcia w sieci

Dobór i utrzymanie właściwych wartości napięcia oraz przebiegu napięcia po wystąpieniu zakłócenia w sieci lub po nagłej zmianie obciążenia jest niezbędne zarówno dla odbiorców energii elektrycznej (zachowanie wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej) jak również urządzeń pracujących w KSE (zapewnienie warunków bezpiecznej pracy urządzeń). Istotny jest również przebieg charakterystyki napięcia po wystąpieniu zakłócenia w sieci lub po nagłej zmianie napięcia. Wartość napięcia powinna być regulowana w sieciach wszystkich poziomów napięć. Działanie układów regulacji napięcia należy zapewnić zarówno w stanach normalnych jak również w stanach zakłóceniovych pracy sieci. Regulacja napięcia w KSE jest ściśle powiązana z gospodarką mocą bierną.

Urządzenia pobierające moc bierną indukcyjną definiuje się jako pobór mocy biernej natomiast urządzenia pobierające moc bierną pojemnościową jako generację mocy biernej.

W zależności od stanu pracy niektóre urządzenia mogą stanowić źródło lub odbiór mocy biernej.

6.2.1. Pobór mocy biernej w KSE

Zapotrzebowanie na moc bierną w KSE stanowią:

1. Auto/transformatory pracujące w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.
2. Linie NN i WN silnie obciążone (powyżej ich mocy naturalnych).
3. Dławiki kompensacyjne.
4. Instalacje odbiorcze w sieci SN przyłączone do sieci przesyłowej poprzez sieć 110 kV.
5. Jednostki wytwórcze pracujące w trybie kompensacyjnym.

6.2.2. Generacja mocy biernej w KSE

Źródłami mocy biernej wytwarzanej w KSE są:

1. Generatory synchroniczne w tym hydrogeneratory.
2. Słabo obciążone linie NN i WN (poniżej ich mocy naturalnych).
3. Kondensatory zainstalowane bezpośrednio w sieci i w instalacjach odbiorców.
4. Kompensatory mocy biernej wirujące oraz silniki synchroniczne zainstalowane w instalacjach odbiorców.
5. Inne kompensatory statyczne.

6.2.3. Regulacja napięcia w stanach normalnych

W stanach normalnych pracy sieci należy zapewnić regulację napięcia przy zmieniającym się obciążeniu odbiorców w celu:

1. Zapewnienia wymaganej wartości napięcia w węzłach zasilania odbiorców.
2. Zapewnienia dotrzymania wymaganych parametrów jakości dostarczanej energii elektrycznej w tym dotrzymanie wymaganej niezawodności pracy sieci.
3. Zapewnienia wymaganych warunków technicznych dla urządzeń zainstalowanych w sieci przesyłowej, w elektrowniach i w sieci rozdzielczej.
4. Optymalizacji wartości strat sieciowych.

6.2.4. Regulacja napięcia w stanach zakłóceń

W stanach zakłóceń regulacja napięcia jest niezbędna dla zmniejszenia skutków zakłócenia:

1. Zmniejszenie nagłych obniżeń napięcia w trakcie wystąpienia zakłóceń w pracy sieci.
2. Ograniczenie przepięć po nagłym zrzuć obciążenia lub wyłączeniu zwarcia.
3. Tłumienie kołysań wirników generatorów synchronicznych oraz towarzyszącym im kołysań mocy oraz oscylacji napięć po wystąpieniu zwarcia w sieci.
4. Przeciwdziałanie powstawaniu zjawiska lawiny napięcia.

6.3. Wartości częstotliwości

Częstotliwość znamionowa w sieci wynosi 50 Hz.

Jakość częstotliwości w sieci zamkniętej powinna spełniać następujące parametry:

6.3.1. Wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:

1. $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia.
2. $50 \text{ Hz} \pm 4\%$ /-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

6.3.2. Ze względu na pracę systemów połączonych ENTSO-E/RGCE zgodnie z Operation Handbook, jakość częstotliwości uznaje się za satysfakcjonującą jeżeli w zakresie miesiąca:

1. Odchylenie standardowe dla 90% i 99% przedziałów pomiarowych jest mniejsze niż odpowiednio 40 mHz i 60 mHz
2. Liczba dni pracy z częstotliwością zadaną 49,99 Hz, lub 50,01 Hz nie przekracza ośmiu

Częstotliwość znamionowa dla stacji i urządzeń wynosi 50 Hz. Dopuszczalne odchylenia od częstotliwości znamionowej określa się na poziomie od $-0,5 \text{ Hz}$ do $+0,2 \text{ Hz}$.

Tabela 4. Wartości średniej częstotliwości mierzonej przez 10 sekund

	Stany normalne [Hz]	Częstotliwość wymagana przy projektowaniu wyposażenia stacji [Hz]
Częstotliwość maksymalna	50,2	52
Częstotliwość minimalna	49,5	47

Przy projektowaniu stacji i urządzeń nie należy uwzględniać częstotliwości poniżej 47 Hz oraz powyżej 52 Hz.

6.4. Poziomy maksymalne prądów zwarciovych i prądów obciążeniowych

Dla poszczególnych poziomów napięć elektroenergetycznej sieci przesyłowej ustala się następujące standardowe maksymalne parametry zwarciovych węzłów sieciowych oraz długotrwale dopuszczalne prądy obciążenia linii:

Tabela 5. Maksymalne poziomy prądów zwarciovych w węzłach sieci i maksymalne, dopuszczalne długotrwale wartości prądów obciążenia linii.

Maksymalne poziomy prądów zwarcia Wartości skuteczne prądu	Napięcie znamionowe sieci		
	400 kV	220 kV	110 kV
Maksymalny prąd zwarcia 1- i 3-fazowego [kA]	63	63	63
Minimalny prąd zwarcia symetrycznego [kA]	0,4	0,4	0,5
Maksymalny, dopuszczalny długotrwale prąd obciążenia linii [kA]	2,87	1,14	1,47

W zależności od charakterystyki stacji lub linii i ich funkcji w systemie przesyłowym dopuszcza się inne maksymalne wartości prądów zwarcia oraz długotrwałe dopuszczalne prądy obciążalności linii przesyłowych. Decyzję każdorazowo podejmuje PSE S.A.

6.5. Wytrzymałość zwarciova

Standardowe szeregi prądów zwarcia dla stacji, urządzeń i aparatury (lub prąd wyłączalny 1-sekundowy w przypadku wyłączników) podano w tabeli 6.

Tabela 6. Standardowe szeregi wartości prądów zwarcia

Napięcie znamionowe	Znamionowy prąd zwarciovy [kA]	Czas trwania prądu zwarcia [s]
400 kV	40, 50, 63	1
220 kV	40, 50, 63	1
110 kV	31,5, 40, 50, 63	1

Podana wytrzymałość zwarciova dotyczy zarówno wytrzymałości przy zwarciach 3-fazowych z ziemią jak i przy zwarciach 1-fazowych z ziemią.

W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się stosowanie innych wartości wytrzymałości zwarciovej. Decyzję podejmuje każdorazowo PSE S.A.

6.6. Wartości prądów znamionowych i pojemnościowych linii

6.6.1. Wartości prądów znamionowych

Dopuszczalna obciążalność długotrwała linii elektroenergetycznych wynika z zastosowanych technologii budowy linii, rozwiązania konstrukcyjnego oraz parametrów technicznych przewodów fazowych. Dopuszczalna obciążalność długotrwała linii zależy również, w istotnym stopniu, od warunków atmosferycznych (temperatura otoczenia, parcie wiatru, poziom nasłonecznienia). W przypadku stosowanych na liniach NN przewodów stalowo-aluminiowych typu AFL, bezwzględnym ograniczeniem jest dopuszczalna temperatura +80°C do jakiej mogą nagrzać się przewody, przy długotrwałej pracy.

Dla linii wykonanych z przewodami fazowymi o konstrukcji oznaczonymi w literaturze HTLS (High Temperature Low Sag) charakteryzującymi się wyższą dopuszczalną temperaturą pracy przewodów, powyżej +150 °C, wartości dopuszczalne ich obciążalności długotrwałej należy określać indywidualnie na etapie realizacji projektu.

Wartości trwale dopuszczalnych obciążalności dla poszczególnych linii przesyłowych należy definiować z uwzględnieniem rozwiązania konstrukcyjnego i parametrów technicznych linii oraz w zależności od warunków atmosferycznych pracy linii zgodnie z wymaganiami obowiązujących standardów PSE S.A. w oparciu o zalecenia aktualnych norm.

W poniżej zamieszczonej tabeli przedstawiono wyniki obliczeń dopuszczalnej obciążalności linii NN i WN w odniesieniu do wyszczególnionych typów przewodów stalowo-aluminiowych i założonych warunków atmosferycznych.

Obliczenia dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych dla wybranych typów przewodów fazowych zostały wykonane programem PLS-CADD wg. standardów CIGRE (Broszura nr 207), przy następujących założeniach:

1. Nowe przewody - Współczynnik emisyjności : 0,5 i absorpcji 0,5 .
2. Wysokość zawieszenia przewodów – 15 m.
3. Kąt natarcia wiatru – 90°.

Tabela 7. Wyniki obliczeń dopuszczalnej obciążalności linii NN i WN w zależności od przyjętych warunków atmosferycznych dla temperatury przewodów +80°C

Typ przewodu fazowego zastosowany na linii		Warunki atmosferyczne	Dopuszczalna trwale obciążalność linii w [A] przy temp. przewodów +80°C Lato				Dopuszczalna trwale obciążalność linii w [A] przy temp. przewodów +80°C Zima				
			Temp. otoczenia [°C]	+30°C	+30°C	+30°C	+30°C	-10°C	-10°C	0°C	+20°C
Oznaczenie przewodu wg. PN-74/E-90083	Oznaczenie przewodu wg. EN 50182	Prędkość wiatru [m/sek.]	0,5	0	0,5	1	0	0,5	0,5	0,5	
		Poziom nasłonecznienia [W/m ²]	700	1000	1000	1000	770	770	770	770	
		400 kV	2 x AFL-8 525 mm ²	2 x 520-AL1/97-ST1A		2 080	1 530	2 020	2 360	2 350	2 810
	3 x AFL-8 350 mm ²	3 x 357-AL1/46-ST1A		2 470	1 780	2 410	2 810	2 720	3 340	3 150	2 710
	---	3 x 408-AL1F/34-UHST		2 620	1 890	2 550	2 970	2 880	3 520	3 320	2 870
220 kV	1 x AFL-8 525 mm ²	1 x 520-AL1/97-ST1A		1 040	770	1 010	1 180	1 170	1 410	1 330	1 140
	1 x AFL-8 400 mm ²	1 x 408-AL1/53-ST1A		b.d.	b.d.	890	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	1 000
	1 x AFL-8 350 mm ²	1 x 357-AL1/46-ST1A		830	590	800	940	910	1 110	1 050	900
110 kV	AFL-8 525 mm ²	1 x 520-AL1/97-ST1A		1 040	770	1 010	1 180	1 170	1 410	1 330	1 140
	AFL-6 240 mm ²	1 x 236-AL1/40-ST1A		640	450	630	730	690	870	820	700
	AFL-6 185 mm ²	1 x 184-AL1/32-ST1A		550	380	540	630	580	740	700	600
	AFL-6 120 mm ²	1 x 123-AL1/21-ST1A		420	290	420	490	430	570	540	460

6.6.2. Wartości prądów pojemnościowych linii

W poniżej zamieszczonej tabeli przedstawiono wartości prądów pojemnościowych linii.

Tabela 8. Wartości prądów pojemnościowych linii

Rodzaj linii	Napięcie	Typ przewodu fazowego Oznaczenie przewodu wg. EN 50182	Prąd pojemnościowy linii	Maksymalna*) długość linii	Maksymalny prąd pojemnościowy linii	
	[kV]		[A/km]	[km]	[A]	
Napowietrzne	400	2 x 520-AL1/97-ST1A	0,830	240	230	
		3 x 357-AL1/46-ST1A	0,944			
		3 x 408-AL1F/53-ST1A	0,917			
	220	1 x 520-AL1/97-ST1A	0,386	180	70	
		1 x 408-AL1/53-ST1A	0,338			
		1 x 357-AL1/46-ST1A	0,338			
	110	1 x 520-AL1/97-ST1A	0,211	60	12	
		1 x 236-AL1/40-ST1A	0,203			
		1 x 184-AL1/32-ST1A	0,176			
		1 x 123-AL1/21-ST1A	0,169			
	Kablowe	400	Cu, 1200 mm ²	11,44	50	750
			Cu, 1600 mm ²	13,5		
Cu, 2000 mm ²			14,9			
Cu, 2500 mm ²			16,17			
Kablowe	220	Cu, 1000 mm ²	7,27	50	500	
		Cu, 1200 mm ²	8,10			
		Cu, 1600 mm ²	8,97			
		Cu, 2000 mm ²	9,70			
		Cu, 2500 mm ²	10,70			
	110	Cu, 400 mm ²	3,43	20	120	
		Cu, 630 mm ²	4,07			
		Cu, 1000 mm ²	4,87			
Cu, 1200 mm ²		5,47				

*) dla linii dłuższych prądy ładowania powinny być określone indywidualnie.

6.7. Współczynniki uziemienia sieci.

6.7.1. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinna pracować z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, by we wszystkich stanach ruchowych współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał poniższych wartości:

- a) 1,3 - w sieci o napięciu znamionowym 400 kV i 220 kV,
- b) 1,4 - w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

6.7.2. Warunki zawarte w pkt 6.7.1. są spełnione gdy:

- a) $1 \leq X_0/X_1 \leq 2$ oraz $R_0/X_1 \leq 0,5$ w sieciach 400 kV i 220 kV,
- b) $1 \leq X_0/X_1 \leq 3$ oraz $R_0/X_1 \leq 1$ w koordynowanej sieci 110 kV.

gdzie:

X_1 – oznacza reaktancję zastępczą dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 – odpowiednio reaktancję i rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

Tabela 9. Współczynnik zwarcia doziemnego – wartość maksymalna

Napięcie znamionowe sieci [kV]	Współczynnik zwarcia doziemnego – wartość maksymalna	Rodzaj uziemienia
400	1,3	Bezpośrednie, wielokrotne
220	1,3	Bezpośrednie, wielokrotne
110	1,4	Bezpośrednie, wielokrotne

W przypadku $X_0/X_1 < 1$ urządzenia i aparatura stacji powinna być wymiarowana na maksymalny prąd zwarcia 1- lub 2- fazowego z ziemią .

W celu realizacji powyższych wymagań uzwojenia auto/transformatatorów o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być połączone w gwiazdę z punktem neutralnym przystosowanym do pracy z punktem neutralnym zarówno uziemionym jak i odziemionym.

6.8. Zawartość harmoniczných w prądzie

Obciążenia nieliniowe w sieci powodują wzrost zawartości harmoniczných w prądzie o częstotliwości 1 kHz lub wyższej. Wartości tych harmoniczných są małe w porównaniu z wartością składowej podstawowej w prądzie obciążenia ale wymagają uwzględnienia ich wpływu na system zabezpieczeń.

Poziom harmoniczných w sieci 400 kV i 220 kV przy znamionowym prądzie obciążenia jest podany w tabeli 10.

Tabela 10. Zawartość harmoniczných w prądzie

Nr harmoniczných	Zawartość harmoniczných [A]
2	40
3	70
4	25
5	30
7	35
9	10
11	15

6.9. Zawartość harmoniczných w napięciu

6.9.1. Zgodnie z IRiESP dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II, dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń, w ciągu każdego tygodnia 95% ze zbioru 10 minutowych średnich wartości skutecznych dla każdej harmoniczných napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Tabela 11. Zawartość harmoniczných w napięciu dla podmiotów grupy I i II

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmoniczných (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmoniczných (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmoniczných (h)	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
1	2	3	4	5	6
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	0,2 + 0,5 · 25/h				

W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej odbiorca przyłączony do sieci zamkniętej powinien instalować urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu. Rodzaj instalowanych urządzeń, eliminujących wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu powinien być uzgodniony z operatorem właściwym dla miejsca przyłączenia.

6.9.2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i IV, dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń, w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10 minutowych średnich wartości skutecznych dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Tabela 12. Zawartość harmoniczných w napięciu dla pomiotów grupy III i IV

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia w pro- centach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia w pro- centach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmo- nicznej (h)	Wartość względna napięcia w pro- centach składowej podstawowej (u_h)		
1	2	3	4	5	6
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	3%	>15	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

6.10. Składowa przeciwna w napięciu

Zawartość składowej przeciwnej w napięciu fazowym w sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV nie powinna przekraczać 1% . W wyjątkowych sytuacjach dopuszcza się maksymalny udział składowej przeciwnej do wartości 2% .

6.11. Składowa przeciwna w prądzie

Ze względu na geometrię i parametry techniczne linii, mogą wystąpić różnice w wartościach prądów fazowych linii. Maksymalna wartość składowej przeciwnej i zerowej nie może przekraczać 10% wartości maksymalnie dopuszczalnego prądu obciążalności długotrwałej linii lub 3,5% maksymalnie dopuszczalnego krótkotrwałego jej przeciążenia.

6.12. Stany nieustalone

Stany nieustalone występujące w KSE dzieli się na grupy w zależności od przyczyny wystąpienia, czasu trwania i charakteru zjawisk oraz lokalizacji i skutków jakie powodują.

Przyczyny powstawania stanów nieustalonych:

6.12.1. Zakłócenia występujące w sieci.

6.12.2. Czynności ruchowe w tym regulacyjne i związane z prowadzeniem sieci i systemu elektroenergetycznego oraz czynności łączeniowe.

Ze względu na charakter oraz czas trwania zjawisk należy rozróżnić:

6.12.3. Zjawiska falowe - fale związane z wyładowaniami atmosferycznymi w sieci lub procesami łączeniowymi. Czas trwania od mikrosekund do milisekund.

6.12.4. Zjawiska elektromagnetyczne - rezonanse w sieci oraz zjawiska wynikające z interakcji generacji i sieci. Trwają od milisekund do dziesiątej części sekundy.

6.12.5. Zjawiska elektromechaniczne - kołysania wirników generatorów, kołysania spowodowane przez zaburzenia bilansu mocy czynnej, oscylacje międzysystemowe, powstawanie lawiny napięciowej zjawiska towarzyszące regulacji napięcia. Czas trwania od dziesiątych części sekundy do kilkunastu sekund a nawet minut (regulacja napięcia).

6.12.6. Zjawiska elektrodynamiczne - zjawiska towarzyszące wtórnej regulacji częstotliwości, pokrywanie dużych ubytków mocy w ramach procesów regulacyjnych itd. Te zjawiska trwają od kilku sekund do kilku lub nawet kilkunastu godzin.

6.13. Oscylacje mocy na liniach przesyłowych

System elektroenergetyczny jest systemem dynamicznym nieliniowym, w którym stabilność zależy od rodzaju i wielkości zakłócenia.

Rozróżnia się następujące rodzaje stabilności:

6.13.1. Stabilność kątową lokalną i przejściową

Stabilność kątowa dotyczy zachowania synchronizmu maszyn elektrycznych pracujących w KSE. Utrata synchronizmu i przejście generatorów do pracy asynchronicznej jest utożsamiane z utratą stabilności. Stabilność kątowa wiąże się ze zjawiskami elektromechanicznymi w systemie.

6.13.2. Stabilność napięciową

Stabilność napięciowa dotyczy zjawisk w systemie prowadzących do znacznego obniżenia się wartości poziomów napięć tzw. lawina napięciowa. Występują również przypadki wzrostu wartości napięcia przekraczające wartości dopuszczalne dla urządzeń i aparatury.

6.13.3. Stabilność częstotliwościową

Zachowanie wymagań stabilności częstotliwościowej wymaga zainstalowania w systemie układów i automatów do regulacji częstotliwości.

6.13.4. Stabilność systemu

Stabilność systemu zależy od stanu układu przed zakłóceniem oraz wielkości zakłócenia. Stabilność kątowa układu dla małych zakłóceń (równowaga statyczna) nie jest równoznaczna ze stabilnością kątową systemu dla dużych zakłóceń (równowaga dynamiczna)

Stabilność systemu w przypadku dużych zakłóceń należy badać dla zwarć i wyłączeń elementów sieci przesyłowej istotnych dla utrzymania warunków stabilności.

W przypadku zwarć utrata stabilności zależy od:

1. Rodzaju zwarcia (trójfazowe, trójfazowe z ziemią, dwufazowe z ziemią, dwufazowe, jednofazowe z ziemią).
2. Czasu trwania zwarcia.
3. Lokalizacji zwarcia w systemie.

Krytyczne czasy trwania dla różnych rodzajów zwarć decydujące o utracie stabilności systemu można usystematyzować następująco:

$$t_{kr3f} < t_{kr2fz} < t_{kr2f} < t_{kr1fz}$$

gdzie:

t_{kr3f} - krytyczny czas trwania zwarcia 3 – fazowego

t_{kr2fz} - krytyczny czas trwania zwarcia 2 – fazowego z ziemią

t_{kr2f} - krytyczny czas trwania zwarcia 2 – fazowego

t_{kr1fz} - krytyczny czas trwania zwarcia 1 – fazowego z ziemią

Przy odpowiednio długim czasie trwania zwarcia układ może utracić stabilność również przy zwarciu jednofazowym z ziemią.

W systemie 400 kV i 220kV w KSE zwarcia stanowią silne zaburzenia bilansu mocy i mogą spowodować oscylacje mocy, prowadzące do wzrostu prądów kołysań na liniach systemowych i międzysystemowych.

Tabela 13. Częstotliwości kołysań i czasy ich trwania

Zdarzenie	Częstotliwość kołysania [Hz]	Czas trwania [s]
Kołysania mocy	0,15-2,5	10
Utrata stabilności	0,5-5	10
Kołysania mocy w stanie ustalonym	0,5-1,0	300

7. CZASY LIKWIDACJI ZAKŁÓCEŃ – WYŁĄCZENIA 1- I 3- FAZOWE

7.1. Czasy likwidacji zakłóceń

Ogólne wymagania techniczne w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz sieci wraz z jej wyposażeniem są zawarte w Rozporządzeniu tzw. systemowym Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r wydanym na podstawie Prawa Energetycznego (PE). W załączniku nr 1 do przywołanego powyżej rozporządzenia między innymi stwierdzono, że zwarcia w sieci o napięciu 220 kV i 400 kV powinny być likwidowane w czasie nieprzekraczającym 120ms. Dla zapewnienia tego wymagania wspomniane rozporządzenie również w sposób ogólny wskazuje na wymagane wyposażenie sieci w urządzenia EAZ.

Szczegółowe wymagania funkcjonalne dla systemu przesyłowego i jego poszczególnych elementów określa zgodnie z Prawem Energetycznym Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).

Dla ograniczenia skutków działania prądów zwarciovych dla zjawisk ciepłych (wydzielania się energii w miejscu zwarcia) niezbędne jest skracanie czasu trwania zwarcia w sieci.

Dla zdefiniowania rzeczywistego czasu trwania zwarcia należy uwzględnić:

- a) t_{wpd} - czas działania zabezpieczenia podstawowego chronionego elementu sieci,
- b) $t_{w.WYLP}$ – czas własny wyłączenia wyłącznika,
- c) t_{wre} – czas działania zabezpieczenia rezerwowego (Lokalna Rezerwa Wyłącznikowa lub działanie zabezpieczeń na drugim końcu linii),
- d) $t_{w.wył.r}$ - czas własny wyłączenia wyłącznika (wyłączników) przez zabezpieczenie rezerwowe,
- e) $t_{wył.zw}$ – sumaryczny czas wyłączenia zwarcia (czas przyjęty do wykonania obliczeń, jest to zarazem maksymalny czas wyłączenia zwarcia na analizowanym elemencie).

Ustalenia czasu trwania zawarcia w celu wykonania obliczeń wytrzymałości konstrukcji powinno być przeprowadzone wg. poniższego wzoru:

$$t_{wył.zw} = t_{wpd} + t_{w.WYLP} + t_{wre} + t_{w.wył.r}$$

Czasy likwidacji zwarć 3-fazowych, 3-fazowych z ziemią, 2-fazowych, 2-fazowych z ziemią, 1-fazowych z ziemią w systemie elektroenergetycznym, przez zabezpieczenia podstawowe, licząc od początku powstania zwarcia do czasu przerwania łuku nie powinny przekroczyć:

- a) 120 ms - dla sieci 400 kV,
- b) 120 ms - dla sieci 220 kV,
- c) 150 ms - dla sieci 110 kV.

Czas likwidacji zwarć przy działaniu zabezpieczeń rezerwowych w sieci 400 kV i 220 kV dedykowanych dla zabezpieczanego elementu sieci nie powinien przekraczać 500 ms.

Czas likwidacji zwarć przy działaniu zabezpieczeń rezerwowych w sieci 110 kV dedykowanych dla zabezpieczanego elementu sieci nie powinien przekraczać 800 ms.

Czas wyłączenia zwarcia w przypadku działania układu rezerwy lokalnej wyłącznikowej wyłączającej wyłączniki zasilające miejsce zwarcia nie powinien przekraczać 350 ms.

7.1.1. Rozwiązania schematów głównych rozdzielni, rozwiązania konstrukcyjne oraz parametry techniczne aparatury pierwotnej i układów EAZ w zakresie spełnienia wymagań technicznych dotyczących likwidacji zakłóceń w krótkim czasie są niezbędne dla:

1. Zachowania warunków stabilności napięciowej (odbiorów lub obszarów odbiorczych z odpowiednim zapasem stabilności).
2. Zachowania warunków stabilności kątowej lokalnej z odpowiednim zapasem stabilności oraz zapewnienie wymaganego tłumienia kołysań mocy.
3. Zachowania warunków stabilności kątowej przejściowej z odpowiednim zapasem stabilności.
4. Ograniczenia występowania przeciążeń termicznych elementów sieci – przeciążenia krótkotrwałe i długotrwałe.
5. Ograniczenia statycznych i dynamicznych zmian wartości napięcia w węzłach sieci.
6. Zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń.
7. Zapobiegania degradacji i stopniowemu starzeniu się urządzeń.

8. Zmniejszenia zakłóceń technologicznych w dostawie energii elektrycznej i mocy do odbiorców końcowych.
 9. Zapewnienia warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.
- 7.1.2.** Uzyskanie wymaganych krótkich czasów likwidacji zakłóceń oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń wymaga zastosowania:
1. Zabezpieczeń podstawowych o czasie ich działania mniejszym lub równym 35 ms.
 2. Wyłączników o czasie ich wyłączenia nieprzekraczającym 40 ms, (z możliwością odstępowania w uzasadnionych przypadkach).
 3. Łącz do współpracy z urządzeniami teleautomatyki o czasie przekazywania sygnałów nieprzekraczającym 20 ms.
 4. Układów lokalnego rezerwowania wyłączników z dwoma kryteriami otwarcia wyłącznika: prądowym wykorzystującym przekaźniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym zestyki sygnałowe wyłącznika.
 5. Możliwie najmniejszej liczby przekaźników pośredniczących.
 6. Zabezpieczeń szyn zbiorczych o czasie działania nieprzekraczającym 20 ms.
 7. Wyposażenia sieci w zabezpieczenia odcinkowe o czasie działania nie przekraczającym 35 ms.

Ograniczanie wielkości prądów zwarciovych w sieci jest niezbędne również dla zmniejszenia kosztów jej budowy oraz zmniejszenia potencjalnych skutków zakłóceń w pracy tej sieci.

7.2. Wyłączenia 1- i 3 - fazowe oraz układy automatyki SPZ

Linie przesyłowe powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej umożliwiające wyłączenia 1- i 3- fazowe oraz układy automatyki SPZ umożliwiające dokonywanie 1- i 3- fazowego, jednokrotnego cyklu SPZ.

Czas zgaszenia łuku zależy od prądu zwarcia, stanu izolacji linii, parametrów obwodu zwarcia, długości linii, impedancji linii w Ω/km , rezystancji łuku, napięcia linii a także od warunków atmosferycznych i przyczyn zewnętrznych. Maksymalny czas dejonizacji łuku w przerwie beznapięciowej dla linii 110 kV, 220 kV i 400 kV wynosi odpowiednio dla poszczególnych napięć od 0,3 s do 0,8 s.

Czasy trwania przerwy beznapięciowej dla układów SPZ powinien mieścić się w granicach:

- a) dla linii 110 kV SPZ 3-fazowy 0,5 do 1,5 s,
- b) dla linii 220 kV i 400 kV SPZ 1-fazowy 0,5 do 2,5 s,
- c) dla linii 220 kV i 400 kV SPZ 3-fazowy 0,5 do 1,5 s.

7.2.1. Zasady obowiązujące przy doborze wartości czasów przerwy beznapięciowej automatyki SPZ:

7.2.1.1. Czas przerwy beznapięciowej automatyki SPZ 1-fazowego linii 220 kV lub 400 kV powinien być nastawiony wstępnie w połowie podanego powyżej zakresu i ewentualnie korygowany po analizie cyklu SPZ nieudanego.

Czas trwania przerwy beznapięciowej automatyki SPZ 1-fazowego dla linii 220 kV należy przyjąć co najmniej 1,2 s, natomiast dla linii 400 kV co najmniej 1.5 s.

7.2.1.2. Dla linii 110 kV czas przerwy beznapięciowej automatyki SPZ powinien być uzgodniony z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego. W przypadku występowania w sieci 110 kV

automatyki SZR należy uwzględnić czas działania SZR przy definiowaniu czasu przerwy beznapięciowej.

7.2.1.3. Dla linii 220 kV i 400 kV minimalny czas przerwy beznapięciowej SPZ 3-fazowego należy zdefiniować w zależności od wartości prądu zwarcia 3-fazowego (rozpatrując przypadki zwarcia na obu końcach linii) zgodnie z wymaganiami tabeli 14.

Tabela 14. Czas przerwy beznapięciowej układu automatyki SPZ 3-fazowego

Prąd zwarcia - I_z [kA]	Czas SPZ dla linii 220 kV – t_{SPZ} [s]	Czas SPZ dla linii 400 kV - t_{SPZ} [s]
$I_z < 20$	$t_{SPZ} \geq 0,5$	$t_{SPZ} \geq 0,5$
$20 < I_z < 30$	$t_{SPZ} \geq 0,6$	$t_{SPZ} \geq 0,7$
$I_z > 30$	$t_{SPZ} \geq 0,7$	$t_{SPZ} \geq 0,8$

7.2.1.4. Wartość czasu trwania przerwy beznapięciowej układów automatyki SPZ 1- i 3-fazowego należy określić na etapie realizacji dokumentacji technicznej.

7.2.1.5. W liniach wymiany międzynarodowej rodzaj automatyki SPZ oraz czas przerwy beznapięciowej automatyki SPZ powinien być uzgodniony z właściwym z operatorem danego systemu elektroenergetycznego.

7.2.1.6. W analizie i doborze rodzaju automatyki SPZ oraz nastawień czasów działania układów EAZ należy uwzględnić wyniki analiz w zakresie dotrzymania wymagań stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

8. WYBÓR ZNORMALIZOWANYCH POZIOMÓW IZOLACJI

Dla koordynacji izolacji i wyboru znormalizowanych wytrzymywanych napięć udarowych piorunowych i łączeniowych przyjęto metodę deterministyczną (konwencjonalną) koordynacji izolacji wg aktualnych norm z założeniem marginesów bezpieczeństwa uwzględniających rozkłady statystyczne przepięć i wytrzymałości izolacji, niedokładność danych wyjściowych, rozrzut w produkcji, jakość montażu, starzenie w eksploatacji, spadki napięć pomiędzy ogranicznikami przepięć i chronionymi urządzeniami.

Dla sieci elektroenergetycznych w KSE przyjęto następujące marginesy bezpieczeństwa:

1. Margines bezpieczeństwa piorunowy $K_I \geq 1,30$.
2. Margines bezpieczeństwa łączeniowy $K_s \geq 1,15$.

8.1. Znormalizowane najwyższe napięcie urządzeń

Znormalizowane najwyższe napięcie urządzeń są podzielone na dwa zakresy:

1. Zakres I - wartości napięć powyżej 1 kV do 245 kV włącznie.
2. Zakres II – wartości napięć powyżej 245 kV.

Dla znormalizowanych najwyższych napięć urządzeń są ustalone znormalizowane poziomy izolacji zdefiniowane przez znormalizowane wytrzymywane napięcia probiercze.

Dla zakresu I są to wytrzymywane napięcia krótkotrwałe o częstotliwości sieciowej oraz wytrzymywane napięcia udarowe piorunowe.

Dla zakresu II są to wartości znamionowe wytrzymywanych napięć udarowych piorunowych oraz znamionowych wytrzymywanych napięć udarowych łączeniowych.

Wymagane poziomy izolacji dla napięć 110 kV, 220 kV i 400 kV, przyjęte dla określania odstępów izolacyjnych w powietrzu przedstawiono w tabelach poniżej.

Tabela 15. Poziomy izolacji dla napięć 110 kV, 220 kV i 400 kV

Napięcie nominalne sieci U_n [kV] (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie urządzenia U_m [kV] (wartość skuteczna)	Znormalizowane krótkotrwałe wytrzymywane napięcie częstotliwości sieciowej $U_w 50$ [kV] (wartość skuteczna)	Znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe łączeniowe U_{ws} [kV] (wartość szczytowa)	Znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe U_{wl} [kV] (wartość szczytowa)
110	123	230	-	550
220	245	460	-	1050
220 (1)	362	510	950	1175
400	420	630	1050	1425

(1) - wartości stosowane dla aparatury w polach linii blokowych .

Tabela 16. Poziomy izolacji dla napięć pomocniczych

Napięcie nominalne sieci U_n [kV] (wartość skuteczna)	Najwyższe napięcie urządzenia U_m [kV] (wartość skuteczna)	Znormalizowane krótkotrwałe wytrzymywane napięcie częstotliwości sieciowej 50Hz U_w [kV] (wartość skuteczna)	Znormalizowane wytrzymywane napięcie udarowe piorunowe U_{wl} [kV] (wartość szczytowa)
6	7,2	20	60
10	12	28	75
15	17,5	38	95
20	24	50	125
30	36	70	170

- 8.1.1. Stacje i rozdzielnie napowietrzne o górnym napięciu znamionowym 110 - 400 kV należy chronić od bezpośrednich uderzeń piorunów za pomocą zwodów pionowych. Strefy ochronne zwodów pionowych należy wyznaczać zgodnie z zasadami podanymi w aktualnych standardach i normach.
- 8.1.2. Urządzenia stacji należy chronić za pomocą ograniczników przepięć:
- 8.1.2.1. Ograniczniki przepięć powinny być zainstalowane przy wszystkich uzwojeniach każdego auto/transformatora.
- 8.1.2.2. Ograniczniki przepięć powinny być rozmieszczone w taki sposób, aby we wszystkich układach ruchowych izolacja urządzeń i aparatów stacyjnych była chroniona co najmniej przez jeden komplet ograniczników.
- 8.1.2.3. Ograniczniki przepięć powinny być zainstalowane pomiędzy chronionym uzwojeniem transformatora a najbliższym łącznikiem w obwodzie tego uzwojenia w pobliżu uzwojenia.
- 8.1.2.4. Zaciski neutralne uzwojeń auto/transformatatorów należy chronić ogranicznikami przepięć, jeżeli we wszystkich układach ruchowych nie będą trwale, bezpośrednio połączone z instalacją uziemiającą stacji. Ograniczniki przepięć należy zainstalować tak blisko zacisków neutralnych, jak to jest możliwe.
- 8.1.2.4. W rozdzielniach elektrowni wodnych rozmieszczenie ograniczników przepięć należy rozpatrywać indywidualnie.
- 8.1.3. Elektroenergetyczne linie napowietrzne o napięciu znamionowym 110 kV, 220 kV i 400 kV należy chronić od przepięć piorunowych przewodami odgromowymi na całej długości linii.

9. WYMAGANIA W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA

Przedsięwzięcia w zakresie budowy sieci przesyłowej są zaliczane do:

- przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne, o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 220 kV, o długości nie mniejszej niż 15 km);
- przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – (stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne, o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 110 kV, inne niż wymienione powyżej).

na podstawie „**Rozporządzeniem Rady Ministrów w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko**“ z dnia 9 listopada 2010 r. ([Dz.U. Nr 213, poz. 1397](#))

Przedsięwzięcia w zakresie budowy sieci przesyłowej podlegają ocenie wpływu na środowisko zgodnie z Ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Wymagania w zakresie ograniczania wpływu na środowiskowo stacji oraz urządzeń przyłączonych do systemu KSE należy definiować na podstawie obowiązujących aktualnych aktów prawnych.

9.1. Emisja pól elektromagnetycznych

W systemie KSE źródłem pól elektromagnetycznych są urządzenia przyłączone do systemu. Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych w środowisku (wskazane w poniższych tabelach), są zróżnicowane dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową a także miejsc dostępnych dla ludzi.

Tabela 17. Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych, dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową

Zakres częstotliwości pola elektromagnetycznego	Składowa elektryczna	Składowa magnetyczna
50 Hz	1 kV/m	60 A/m

Tabela 18. Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych, dla miejsc dostępnych dla ludności

Zakres częstotliwości pola elektromagnetycznego	Składowa elektryczna	Składowa magnetyczna
od 0,5 Hz do 50 Hz	10 kV/m	60 A/m

9.2. Emisja mocy akustycznej

Źródłem emisji mocy akustycznej są linie oraz urządzenia znajdujące się na terenie stacji elektroenergetycznej tj. auto/transformatory 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV, przesuwniki fazowe, dławiki kompensacyjne, wyłączniki czy w znacznie mniejszym stopniu ulot z elementów wysokonapięciowych stacji (oszynowanie).

W rozporządzeniu wskazanym w pkt. 2 określone zostały dopuszczalne poziomy hałasu, które uzależnione są od przeznaczenia terenu na którym zlokalizowane są linie oraz przeznaczenia terenu sąsiadującego ze stacjami elektroenergetycznymi. W poniższych tabelach przedstawiono wartości dopuszczalne poziomów hałasu.

Tabela 19. Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku powodowane przez linie elektroenergetyczne wyrażone w L_{AeqD} i L_{AeqN} , które mają zastosowanie do ustanawiania i kontroli korzystania ze środowiska, w odniesieniu do jednej doby.

Lp.	Rodzaj terenu	Dopuszczalny poziom hałasu w [dB]	
		L_{AeqD} przedział czasu odniesienia równy 16 godzinom	L_{AeqN} przedział czasu odniesienia równy 8 godzinom
1.	a) strefa ochronna „A” uzdrowiska b) tereny szpitali, domów opieki społecznej c) tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży ¹⁾	45	40

Lp.	Rodzaj terenu	Dopuszczalny poziom hałasu w [dB]	
		L_{AeqD} przedział czasu odniesienia równy 16 godzinom	L_{AeqN} przedział czasu odniesienia równy 8 godzinom
2.	a) tereny zabudowy mieszkaniowej jedno - i wielorodzinnej oraz zabudowy zagrodowej i zamieszkania zbiorowego b) tereny rekreacyjno-wypoczynkowe ¹⁾ c) tereny mieszkaniowo-usługowe d) tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców ²⁾	50	45

Objaśnienia do tabeli:

- ¹⁾ W przypadku niewykorzystywania tych terenów, zgodnie z ich funkcją, nie obowiązują na nich dopuszczalne poziomy hałasu w porze nocy.
- ²⁾ Strefa śródmiejska miast powyżej 100 tys. mieszkańców to teren zwartej zabudowy mieszkaniowej z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych. W przypadku miast, w których występują dzielnice o liczbie mieszkańców pow. 100 tys., można wyznaczyć w tych dzielnicach strefę śródmiejską, jeżeli charakteryzuje się ona zwartą zabudową mieszkaniową z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych.

Tabela 20. Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku powodowane przez stacje elektroenergetyczne wyrażone w L_{AeqD} i L_{AeqN} , które mają zastosowanie do ustanawiania i kontroli korzystania ze środowiska, w odniesieniu do jednej doby

Lp.	Rodzaj terenu	Dopuszczalny poziom hałasu w [dB]	
		L_{AeqD} przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie następującym	L_{AeqN} przedział czasu odniesienia równy 1 najmniej korzystnej godzinie nocy
1.	a) strefa ochronna „A” uzdrowiska b) tereny szpitali poza miastem	45	40
2.	a) tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej b) tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży ¹⁾ c) tereny domów opieki społecznej d) tereny szpitali w miastach	50	40

Lp.	Rodzaj terenu	Dopuszczalny poziom hałasu w [dB]	
		L _{AeqD} przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie następującym	L _{AeqN} przedział czasu odniesienia równy 1 najmniej korzystnej godzinie nocy
3.	a) tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego b) tereny zabudowy zagrodowej c) tereny rekreacyjno-wypoczynkowe ¹⁾ d) tereny mieszkaniowo-usługowe	55	45
4.	Tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców ²⁾	55	45

Objaśnienia do tabeli:

- 1) W przypadku niewykorzystywania tych terenów, zgodnie z ich funkcją, w porze nocy, nie obowiązuje na nich dopuszczalny poziom hałasu w porze nocy.
- 2) Strefa śródmiejska miast powyżej 100 tys. mieszkańców to teren zwartej zabudowy mieszkaniowej z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych. W przypadku miast, w których występują dzielnice o liczbie mieszkańców pow. 100 tys., można wyznaczyć w tych dzielnicach strefę śródmiejską, jeżeli charakteryzuje się ona zwartą zabudową mieszkaniową z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych.

9.3. Ciecze elektroizolacyjne

W elementach KSE tj. auto/transformatory 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV, przesuwniki fazowe, przekładniki pomiarowe oraz dławiki kompensacyjne i baterie kondensatorów stosowane są ciecze elektroizolacyjne tzw. oleje elektroizolacyjne, obejmujące przede wszystkim układy izolacyjne tych urządzeń. Oleje transformatorowe powinny spełniać wymagania międzynarodowej normy PN - EN 60296 „Ciecze stosowane w elektrotechnice – świeże mineralne oleje elektroizolacyjne do auto/transformatorków i aparatury łączeniowej”.

W celu ochrony gleb, wód powierzchniowych i podziemnych przed zanieczyszczeniami olejowymi pod auto/transformatorkami/ dławikami kompensacyjnymi należy stosować szczelne misy, w postaci betonowych zbiorników, które mogą pomieścić 100% oleju zgromadzonego w auto/transformatorkach, a także wodę z akcji gaśniczej. Zabezpiecza to środowisko wodno-gruntowe przed przedostaniem się do niego zanieczyszczeń, nawet w przypadku awarii.

Na stacjach elektroenergetycznych powinny być stosowane również separatory koalescencyjne lub inne urządzenia podczyszczające wody opadowe ,zabudowane na kanalizacji deszczowej odwadniającej stanowiska transformatorów. Służą one do oczyszczania wód opadowych z pozostałości oleju spływającego na stanowisko auto/transformatorka, do poziomu określonego w rozporządzeniu wskazanym w pkt. 3.

Wody opadowe i roztopowe ujęte w szczelne systemy kanalizacyjne wprowadzane do wód lub do ziemi po oczyszczeniu nie powinny zawierać substancji zanieczyszczających w ilościach przekraczających 100 mg/l zawiesin ogólnych oraz 15 mg/l węglowodorów ropopochodnych.

9.4. Gaz SF₆ w urządzeniach elektroenergetycznych

Właściwości sześćciufluorku siarki (SF₆) w postaci gazu, stanowią unikalną kombinację niezwykle korzystnych właściwości chemicznych, fizycznych i dielektrycznych co sprawiło, że znalazł on zastosowanie na szeroką skalę w urządzeniach elektroenergetycznych, w tym wyłącznikach, przekładnikach pomiarowych, szynoprzewodach i w rozdzielnicach gazowych.

Jako medium izolacyjne, przy ciśnieniu 1 bar, charakteryzuje go około 3-krotnie większa wytrzymałość elektryczna od powietrza. Wytrzymałość ta rośnie ze wzrostem ciśnienia, które w urządzeniach nie przekracza na ogół 7 bar.

Jako medium gaszące łuk, będące ok. 10-krotnie skuteczniejsze od powietrza, znalazł zastosowanie szczególnie w wyłącznikach na wysokie napięcie; przy przerywaniu prądu w gazie SF₆ wydziela się w łuku najmniejsza ilość energii w porównaniu do innych technik łączeniowych i najszybciej odbudowuje się wytrzymałość elektryczna przerwy między-stykowej. Ograniczeniem jednak w tym względzie, jest relatywnie wysoka temperatura skraplania gazu SF₆. W konstrukcjach wyłączników wymagających podwyższenia nominalnego ciśnienia gazu, rozwiązaniem umożliwiającym uniknięcie efektu wykroplenia, jest stosowanie mieszaniny gazów SF₆/N₂ i SF₆/CF₄. Gaz N₂ i CF₄, ma wprawdzie nieco gorsze właściwości od SF₆ jako medium gaszące łuk, lecz charakteryzuje się znacznie niższą temperaturę skraplania.

Mieszaniny te charakteryzuje efekt tzw. synergizmu, tj. większej wytrzymałości elektrycznej aniżeli wynikałoby to z sumarycznej wytrzymałości gazów składowych tj. SF₆ i N₂. Maksymalny efekt synergizmu tej mieszaniny występuje przy relatywnie małym stężeniu gazu SF₆. W takim przypadku, aby uzyskać wytrzymałość elektryczną równą użyciu czystego SF₆ niezbędne jest jednak zastosowanie wysokich ciśnień nominalnych. Takie rozwiązania znalazły zastosowanie przede wszystkim w szynoprzewodach z izolacją gazową.

Gaz SF₆ jest całkowicie obojętny chemicznie. Jego bierność chemiczna jest porównywalna z azotem oraz z gazami obojętnymi takimi jak argon czy hel.

Spośród znanych gazów gaz SF₆ jest jednym z najtrudniej wchodzących w reakcje chemiczne w normalnych warunkach środowiskowych. W kontakcie z wodą gaz SF₆ nie ulega hydrolizie. Jest niepalny i nie reaguje z wodorem. Ogrzewany gaz SF₆ nie ulega rozkładowi do temperatury 500°C. Powyżej temperatury 180°C gazowy SF₆ oddziałuje na metalowe elementy konstrukcji urządzeń podobnie do azotu, wytwarzając agresywne korozyjne produkty rozkładu.

Jako gaz obojętny o bardzo małej rozpuszczalności w wodzie, nie stanowi zagrożenia dla podłoża i wód gruntowych. Nie występuje też jego kumulowanie w łańcuchu żywnościowym, przez co nie stwarza zagrożenia dla ekosystemów.

Ok. 6 razy cięższy od powietrza, może gromadzić się w pomieszczeniach zamkniętych lub zagłębieniach wypierając tlen z powietrza.

Jest gazem o najwyższym współczynniku ocieplenia globalnego, który wynosi 22 200 – co oznacza, że wyemitowanie 1kg gazu SF₆ do środowiska pod względem przyczynienia się do efektu cieplarnianego równoważne jest wyemitowaniu ok. 22 ton dwutlenku węgla. Zaliczany jest do grupy fluorowanych gazów cieplarnianych, które wymagają szczególnego postępowania w celu redukcji emisji do atmosfery gdyż nie ulega on degradacji.

Te właściwości spowodowały położenie dużego nacisku na eksploatację urządzeń z SF₆, aby eliminować emisję tego gazu do atmosfery podczas różnego rodzaju prac przy urządzeniach.

Sześćciufluorek siarki nie ma wpływu na tworzenie się „dziury ozonowej”.

Pod wpływem wyładowań elektrycznych, w obecności tlenu lub wodoru, gaz SF₆ ulega rozkładowi (jonizacji) wytwarzając związki o działaniu toksycznym oraz proszek, który w połączeniu z wodą wykazuje właściwości żrące i korozyjne.

Ze względu na wymagane procedury postępowania z gazem, urządzenia z gazem SF₆ dzielimy na:

- 9.4.1. Aparaturę łączeniową tj. wyłączniki, odłączniki i uziemniki w rozdzielniach z izolacją powietrzną w wykonaniu napowietrznym i wewnętrznym oraz wyłączniki, odłączniki i uziemniki w rozdzielnicach osłoniętych z izolacją gazu SF₆ – GIS).
- 9.4.2. Urządzenia elektryczne z izolacją gazową SF₆ inne niż aparatura łączeniowa, tj.: szynoprzewody, przekładniki prądowe, napięciowe i kombinowane prądowo – napięciowe oraz ograniczniki przepięć w wykonaniu napowietrznym i wewnętrznym.
- 9.4.3. Rozdzielnice osłonięte (w szczelnej obudowie metalowej) napowietrzne i wewnętrzne, składające się z połączonych w jedną całość przedziałów. Przedziały wyłącznikowe mogą być wykonywane na wyższe ciśnienia niż pozostałe przedziały rozdzielnic.

Konstrukcje aparatury jak i urządzeń z gazem SF₆ na wysokie napięcie powinny być wyposażone w elementy umożliwiające:

- a) zabezpieczenie urządzenia przed wzrostem ciśnienia gazu,
- b) kontrolę ciśnienia/gęstości gazu,
- c) zawór serwisowy do napełniania/odpompowania gazu oraz pobór próbek gazu do analizy.

W procedurach postępowania z gazem, w tym w szczególności dotyczących ochrony osobistej i ochrony środowiska, występują różnice w zależności od tego czy urządzenie jest dostosowane do pracy w warunkach napowietrznych czy też wewnętrznych.

Nieszczelność, powodująca zdecydowany wypływ gazu, może spowodować osiągnięcie niedopuszczalnej wartości granicznej stężenia zanieczyszczeń w powietrzu, ale wystąpi ono tylko wtedy, gdy w porównaniu do dopuszczalnego, poziom nieszczelności zostanie kilkukrotnie przekroczony.

Zasady eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych reguluje Polska Norma PN-E 06115:2000 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Użytkowanie i postępowanie z sześciofluorkiem siarki (SF₆) w wysokonapięciowej aparaturze rozdzielczej. Natomiast zagadnienia recyklingu SF₆ są szczegółowo omówione w dokumencie CIGRE pt: „SF₆ Recycling Guide Re-Use of SF₆ Gas In Electrical Power Equipment and Final Disposal”, opublikowanym w wydawnictwie ELECTRA Nr 173, 08, 1997.

Wymagania co do warunków monitorowania nieszczelności obudów urządzeń, w zależności od zawartej w nich masy gazu SF₆, w celu ograniczania wycieków gazu do atmosfery reguluje Rozporządzenie (WE) nr 517/2014 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie niektórych fluorowanych gazów cieplarnianych. Operatorzy (użytkownicy) urządzeń są zobowiązani do szybkiej, jak to jest możliwe, naprawy wszelkich wykrytych wycieków.

10. AUTO/TRANSFORMATORY, PRZESUWNIKI FAZOWE

10.1. Auto/transformatory

W sieciach o napięciu 220 kV i wyższym, uzwojenia górnego napięcia auto/transformatory powinny być połączone w gwiazdę i przystosowane do pracy z punktem neutralnym uziemionym bezpośrednio lub pracy z punktem neutralnym odziemionym.

Auto/transformatory sprzęgające sieci o różnych napięciach powinny być wykonywane jako trójzwojeniowe z uzwojeniem wyrównawczym średniego napięcia połączonym w trójkąt. Uzwojenie to powinno być przystosowane do zasilania układu potrzeb własnych stacji oraz w zależności od lokalizacji może być wykorzystane do przyłączenia innych urządzeń np. dławików kompensacyjnych lub baterii kondensatorów.

Standardowe napięcie znamionowe uzwojenia wyrównawczego autotransformatorów przewidywanych do zainstalowania w KSE niezależnie od napięcia górnego auto/transformatora jest to wartość napięcia 15.75 kV. W uzasadnionych przypadkach w zależności od lokalizacji i funkcjonalności auto/transformatora oraz potrzeb w zakresie warunków zasilania dopuszcza się inne wartości napięcia znamionowego uzwojenia wyrównawczego.

Decyzję każdorazowo podejmuje PSE S.A.

Auto/transformatory dużej mocy powinny być wyposażone w urządzenia do zmiany przekładni bez odłączania auto/transformatora od sieci czyli pod obciążeniem oraz przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.

W stacjach przebiegowych regulacja auto/transformatorem łączących sieci o różnych poziomach napięcia musi być skoordynowana z regulacją napięcia jednostek wytwórczych. Działania poszczególnych regulatorów nie mogą być sprzeczne. Ze względu na charakterystyki regulacyjne napięcia, mocy czynnej i biernej generatorów oraz ograniczoną częstość zmian położenia przełącznika zacsepów auto/transformatorem pierwszeństwo regulacji ma regulator napięcia generatora. Regulację napięcia transformatora należy uruchamiać po wyczerpaniu się regulacji generatora. Zadanie koordynacji działania obu układów regulacji powinna spełniać automatyczna regulacja napięcia elektrowni.

Regulację napięcia w głębi sieci sprawują auto/transformatory wyposażone w przełączniki zacsepów zwłaszcza z regulacją podobciążeniową napięcia wyposażone w układy regulacji napięcia stacji współpracujące z układami obszarowymi regulacji napięcia.

10.1.1. Rodzaje regulacji

Zależnie od miejsca zainstalowania auto/transformatora i jego przeznaczenia w sieci elektroenergetycznej regulacja przekładni auto/transformatora może być niezbędna dla :

10.1.1.1. Regulacji napięcia w zadanym punkcie sieci:

1. Regulacji przepływu mocy biernej.
2. Regulacji przepływu mocy czynnej.

10.1.1.2. Pod względem konstrukcyjnym auto/transformatory z regulacją pod obciążeniem różnią się sposobem wykonania uzwojenia regulacyjnego (np. liczbą i sposobem wykonania odczepów), sposobem wykonania podobciążeniowego przełącznika zacsepów a także ilością kadzi przypadających na auto/transformatorem.

10.1.1.3. Regulacja wzdłużna – regulacja amplitudy napięcia - regulacja zacsepów zmieniająca przekładnię auto/transformatorem i tym samym wartość amplitudy napięcia danego uzwojenia.

10.1.1.4. Regulacja poprzeczna – regulacja fazy napięcia za transformatorem dodawczym.

10.1.1.5. Regulacja skośna – regulacja amplitudy oraz fazy przy wykorzystaniu zespołu transformatorów składającego się z :

- a) auto/transformatora głównego wyposażonego w przełącznik zacsepów do regulacji wzdłużnej napięcia pod obciążeniem po stronie dolnego napięcia,
- b) transformatora dodawczego do regulacji poprzecznej napięcia pod obciążeniem,
- c) transformatora wzbudzającego zasilającego transformator dodawczy.

Oba transformatory dodawczy i wzbudzenia mogą być umieszczone we wspólnej kadzi lub mieć jedną kadź.

10.1.2. Tryby regulacji

W zależności od lokalizacji auto/transformatora w sieci i potrzeb w zakresie regulacji napięcia należy przewidzieć następujące tryby regulacji napięcia:

- 10.1.2.1.** Regulacja napięcia po wybranej stronie auto/transformatora z kompensacją prądową napięcia pomiarowego.
- 10.1.2.2.** Praca na zadany zaczepek przełącznika według zadanego programu czasowego lub sterowania zewnętrznego.
- 10.1.2.3.** Regulacja napięcia według regulatora prowadzącego (dotyczy auto/transformatörów pracujących równolegle).
- 10.1.2.4.** Regulacja napięcia z minimalizacją prądów wyrównawczych (dotyczy regulacji auto/transformatörów pracujących równolegle).
- 10.1.2.5.** Regulacja mocy biernej przepływającej przez auto/transformatör po zadanej stronie auto/transformatör.

10.1.3. Lokalizacja uzwojenia regulacyjnego

W zależności od potrzeb w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej w sieci należy zastosować auto/transformatory z uzwojeniem regulacyjnym zlokalizowanym:

- 10.1.3.1.** Uzwojenie regulacyjne znajduje się w punkcie gwiazdowym uzwojeń głównych auto/transformatör. Auto/transformatory charakteryzują się małym zakresem regulacji $\pm 10\%$, wadą są duże zmiany napięcia w uzwojeniu wyrównawczym.
- 10.1.3.2.** Przełącznik zaczepek wykonany jest na napięcie fazowe odpowiadające, w zależności od potrzeb w zakresie regulacji napięcia, górnemu lub dolnemu napięciu auto/transformatör.

Zaletą takiej lokalizacji przełącznika zaczepek jest utrzymywanie stałej wartości napięcia górnego lub dolnego przy zmieniającej się odpowiednio wartości napięcia w sieci.

Decyzję o rodzaju regulacji każdorazowo podejmuje PSE S.A.

10.2. Rodzaje auto/transformatörów

- 10.2.1.** W KSE zainstalowane są auto/transformatory o górnym napięciu 750 kV, 400 kV i 220 kV o podanych poniżej wartościach mocy.

10.2.2. Transformatory 750/400 kV

- 1. 3x 417 MVA 750 kV/410 kV $\pm 12 \times 3,53$ kV

10.2.3. Auto/transformatory 400/220 kV

- 1. 500/500/50 MVA, 410 kV/245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV
- 2. 500 MVA 410 kV/410 kV regulacyjny

3. 400/400/160 MVA 410 kV/ 245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV
4. 400 MVA 410 kV/ 410 kV regulacyjny
5. 330/330/50 MVA 410 kV/245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV

10.2.4. Auto/transformatory 400/110 kV

1. 450/450 /50 MVA, 410 kV $\pm 11,6$ / 123 kV / 15,75 kV
2. 450/450 /50 MVA, 410 kV/ 123 kV $\pm 8 \times 1,45$ / 15,75 kV
3. 330/330/50 MVA 410 kV $\pm 11,6$ / 123 kV / 15,75 kV
4. 250/250/50 MVA 410 kV $\pm 11,6$ / 123 kV / 15,75 kV
5. 250/250/50 MVA 410 kV / 123 $\pm 8 \times 1,5$ kV / 15,75 kV
6. 250/250/50 MVA 410 kV / 123 $\pm 8 \times 1,5$ kV / 31,5 kV

10.2.5. Auto/transformatory 220/110 kV

1. 275/275/50 MVA 230 kV $\pm 10\%$ / 123 kV / 15,75 kV
2. 160/160 /50MVA 230 kV $\pm 10\%$ / 123/ kV / 15,75 kV

10.3. Standardowe moce auto/translatorów w sieci o górnym napięciu 400 kV lub 220 kV

Zaleca się stosować następujące standardowe moce auto/translatorów w sieci o górnym napięciu 400 kV lub 220 kV, z regulacją napięcia pod obciążeniem:

10.3.1. Auto/transformatory sprzęgające sieci 400 i 220 kV

- 10.3.1.1.** Auto/translator 500/500/50MVA, 410 kV / 245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV z podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym.
- 10.3.1.2.** Auto/translator 500/500/50MVA, 410 kV / 245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV z podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym oraz z jednostką dodatkową zapewniającą regulację poprzeczną napięcia pod obciążeniem.

Potrzeba zastosowania auto/translatora o mocy 500 MVA podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym oraz z jednostką dodatkową zapewniającą regulację poprzeczną napięcia pod obciążeniem w danej stacji wymaga uzasadnienia odpowiednimi analizami obliczeniowymi. Decyzję podejmuje każdorazowo PSE S.A.

10.3.2. Auto/transformatory sprzęgające sieci 400 i 110 kV

10.3.2.1. Auto/transformatory 450/450 /50 MVA, 410 kV $\pm 11,6$ /123/15.75 kV lub 450/450/50 MVA, 410kV/123 kV $\pm 8 \times 1.45$ / 15.75kV lub z podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym.

10.3.2.2. Auto/transformatory 330/330/50 MVA, 410 kV $\pm 11,6$ /123/15.75 kV z podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym.

10.3.3. Auto/transformatory sprzęgające sieci 220 i 110 kV

10.3.3.1. Auto/transformatory 275/275/50 MVA, 230 kV $\pm 10\%$ / 123 kV / 15,75 kV z podłużną regulacją napięcia pod obciążeniem w wykonaniu jednokadziowym.

W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się stosowanie jednostek o innych parametrach technicznych i rozwiązaniach konstrukcyjnych w tym w zakresie doboru ich mocy znamionowych i dopuszczalnych przeciążeń. Decyzję podejmuje każdorazowo PSE S.A..

10.4. Transformatory dodawcze

Transformatory dodawcze są transformatorami włączanymi szeregowo do układu przesyłowego dla regulacji przepływów mocy biernej lub czynnej.

Transformator dodawczy jest połączony szeregowo z jednym z uzwojeń auto/transformatora łączącego sieci o różnych wartościach napięć znamionowych w rozwiązaniu gdy:

1. Rolę transformatora wzbudzenia pełni trzecie uzwojenie auto/transformatora głównego.
2. Transformator dodawczy ma własny transformator wzbudzenia.

Rozwiązanie lepsze eksploatacyjnie, W przypadku uszkodzenia przełącznika zacsepów lub transformatora dodawczego jest możliwość zmostkowania transformatorów wzbudzającego dodawczego i pracy auto/transformatora głównego.

Transformator dodawczy włączony szeregowo do linii przesyłowej zasilany jest z transformatora wzbudzenia. Transformator dodawczy ma stałą przekładnię. Napięcie dodawcze regulowane jest za pomocą regulacji transformatora wzbudzenia.

Oba transformatory dodawczy i wzbudzenia mogą być umieszczone we wspólnej kadzi lub mieć oddzielne kadzie.

10.5. Dopuszczalne parametry obciążeń poszczególnych typów auto/transformatatorów

Przy określaniu dopuszczalnych obciążeń należy uwzględnić, że definicje rodzajów obciążeń różnią się od podanych w normie IEC 60076-7. Przebieg obciążenia długotrwałego nie ma charakteru cyklicznego – zakłada się, że auto/transformatory będzie mógł być obciążony wartościami prądu o wartości dla danego rodzaju obciążenia podanej w poszczególnych tabelach przez całą dobę.

Auto/transformatory można trwale obciążyć jeśli temperatura otoczenia wynosi $+20^{\circ}\text{C}$ oraz spełnione są warunki:

1. Wysokość n.p.m. < 1000 m.
2. Kształt napięcia zbliżony do sinusoidalnego.
3. Symetria trójfazowego napięcia zasilającego.

4. Odpowiednio niski stopień zanieczyszczeń.
5. Nie występują zakłócenia sejsmiczne.

W auto/transformatorku skutki wzrostu obciążenia to zwiększone temperatury elementów auto/transformatorka a zatem skrócenie czasu życia auto/transformatorka.

Dodatkowe główne skutki wzrostu obciążenia są następujące:

1. Dodatkowe nagrzewanie przez prądy wirowe metalowych części wskutek wzrostu indukcji strumienia na zewnątrz rdzenia.
2. Zmniejszenie zakresu regulacyjnego wskutek zwiększonego strumienia rozproszenia.
3. Wzrost zawartości wody i gazów w izolacji stałej i w oleju wskutek wzrostu temperatury.
4. Zwiększenie ilości izolacji naprężanej elektrycznie.
5. Zwiększenie sił zwarciovych.
6. Trudniejsze zdefiniowanie najgorętszych miejsc.

**10.5.1. Auto/transformatorki 500/500/50 MVA, 410 kV / 245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV
Auto/transformatorki 330/330/50 MVA, 410 kV / 245 kV $\pm 10\%$ / 15,75 kV**

Tabela 21. Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne

Lp	Moc transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)			Normalne, długotrwałe	Awaryjne, długotrwałe	Awaryjne, krótkotrwałe
		Parametr					
1.	500/500/50	Prąd obciążenia, co najmniej	Uzwojenie GN.	A	900	900	1050
			Uzwojenie DN.	A	1700	1700	1950
2.		Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej		°C	105	115	115
		3.	Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej		°C	120	130
4.			Prąd obciążenia, co najmniej	Uzwojenie GN.	A	600	650
	Uzwojenie DN.	A		1000	1100	1200	
5.	330/330/50	Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej		°C	105	115	115

Lp	Moc transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)			Normalne, długotrwałe	Awaryjne, długotrwałe	Awaryjne, krótkotrwałe
		Parametr					
6.		Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej	°C		120	130	140

10.5.2. Auto/transformatory 450/450/50 MVA, 410 kV ±11,6 /123/15,75 kV
Auto/transformatory 330/330/50 MVA, 410 kV ±11,6 /123/15,75 kV
Auto/transformatory 250/250/50 MVA, 410 kV ±11,6 /123/15,75 kV

Tabela 22. Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne

Lp	Moc auto/transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)			Normalne, długotrwałe	Awaryjne, długotrwałe	Awaryjne, krótkotrwałe	
		Parametr						
1.	450/450/50	Prąd obciążenia, co najmniej	Uzwojenie GN.	A	900	900	1050	
			Uzwojenie DN.	A	2800	2800	3200	
2.		Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej.		°C	105	115	115	
3.		Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej.		°C	120	130	140	
1.		330/330/50	Prąd obciążenia co najmniej	Uzwojenie GN.	A	700	700	800
				Uzwojenie DN.	A	2000	2000	2300
2.	Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej.		°C	105	115	115		
3.	Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej.		°C	120	130	140		
1.	250/250/50		Prąd obciążenia,	Uzwojenie GN.	A	600	650	650

Lp	Moc auto/ transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)			Normalne, długo- trwale	Awaryjne, długo- trwale	Awaryjne, krótko- trwale
		Parametr					
		co najmniej	Uzwojenie DN.	A	1000	1100	1200
2.		Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej.		°C	105	115	115
3.		Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej.		°C	120	130	140

10.5.3. Auto/transformatory 275 /275/50 MVA, 230 ±10% / 123/15,75 kV
Auto/transformatory 160 /160/50 MVA, 230 ±10% / 123/15,75 kV

Tabela 23. Parametry obciążenia oraz wartości kryterialne

Lp	Moc auto/ transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)			Normalne, długo- trwale	Awaryjne, długo- trwale	Awaryjne, krótko- trwale
		Parametr					
1.	275/275/50	Prąd obciążenia, co najmniej	Uzwojenie GN.	A	1000	1000	1200
			Uzwojenie DN.	A	1800	1800	2000
2.	275/275/50	Temperatura najgorętszej warstwy o oleju, co najwyżej.		°C	105	115	115
3.		Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej.		°C	120	130	140
4.	160/160/50	Prąd obciążenia, co najmniej	Uzwojenie GN.	A	600	650	650
			Uzwojenie DN.	A	1000	1100	1200
5.		Temperatura najgorętszej warstwy oleju, co najwyżej.		°C	105	115	115

Lp	Moc auto/ transformatora [MVA]	Rodzaj obciążenia (1)		Normalne, długo- trwale	Awaryjne, długo- trwale	Awaryjne, krótko- trwale
		Parametr				
6.		Temperatura najgorętszego miejsca uzwojenia, co najwyżej.	°C	120	130	140

10.6. Prądy magnesowania auto/transformatörów

Przy załączaniu auto/transformatörów pod napięcie następuje przepływ prądu magnesującego, który może przekroczyć kilkukrotnie wartość prądu znamionowego auto/transformatörora. Prąd występuje w jednej lub we wszystkich fazach oraz może zawierać składową aperiodyczną. Wartość prądu zależy od szeregu czynników takich jak: moment załączania, magnetyzm szczątkowy, impedancja źródła, układ połączeń i konstrukcja auto/transformatörora.

Stała czasowa prądu może mieć kilka sekund, a zniekształcenie prądu może trwać kilka minut.

Tabela 24. Prądy magnesowania auto/transformatörów

Napięcie auto/ transformatora	Moc znamionowa auto/transformatörora [MVA]	Prąd magnesujący przy załączaniu od strony wysokiego napięcia (400 lub 220 kV)	Prąd magnesujący przy załączaniu od strony średniego napięcia (220 kV lub 110 kV)	X/R auto/ transformatora
400/220 kV	330 – 500	2 – 8 x In	3 -10 x In	50 – 140
400/110 kV	250 – 450	2 – 10 x In	3 – 12 x In	50 – 140
220/110 kV	160 – 275	4 -14 x In	6 - 16 x In	5 – 100

gdzie In – wartość prądu znamionowego auto/transformatörora

10.7. Przesuwniki fazowe

W przypadku konieczności skoordynowanej regulacji przepływów mocy czynnej na liniach międzysystemowych zaleca się stosowanie przesuwników fazowych. Podstawowe parametry techniczne przesuwnika znamionowy kąt przesunięcia fazowego i znamionową moc przechodnią należy określić na podstawie wielowariantowych analiz warunków systemowych wykonanych dla całego przekroju połączeń międzysystemowych.

Przesuwniki fazowe 400/400 kV powinny charakteryzować się regulowanym kącie przesunięcia fazowego pomiędzy napięciem wejściowym (źródłowym) i napięciem wyjściowym (obciążenia).

W przesuwniku fazowym symetrycznym moduły napięć wejściowego i wyjściowego są sobie równe w stanie bez obciążenia dla każdej zmiennej wartości kąta przesunięcia fazowego.

Dla kątów przesunięcia fazowego równych lub większych od 20° należy stosować na linii transgranicznej przesuwnik fazowy symetryczny, dwurdzeniowy, składający się z dwóch

transformatorów umieszczonych w odrębnych kadziach: transformatora szeregowego (dodawczego) i transformatora wzbudającego (głównego).

Dla kątów przesunięcia fazowego mniejszych od 20° dopuszcza się stosowanie na linii międzysystemowej przesuwnika fazowego asymetrycznego. Dopuszczalność takiego rozwiązania w danym węźle sieci należy uzasadnić wykonanymi wielowariantowymi analizami systemowymi. Przesuwnik fazowy asymetryczny wprowadza różnicę pomiędzy modulem napięcia wejściowego i modulem napięcia wyjściowego. Typowo różnica ta jest tym większa im większy jest kąt przesunięcia fazowego. Jeśli analizy systemowe wykluczą możliwość stosowania przesuwnika asymetrycznego należy stosować przesuwnik symetryczny.

Główne parametry techniczne decydujące o rozwiązaniu konstrukcyjnym i gabarytach przesuwnika to:

- a) znamionowy kąt przesunięcia fazowego,
- b) znamionowa moc przechodnia.

W przypadku gdy wyprodukowanie i transport przesuwnika fazowego o wymaganym znamionowym kącie przesunięcia fazowego i jednocześnie wymaganej znamionowej mocy przechodniej na analizowanym połączeniu jest praktycznie niewykonalne należy stosować zamiast jednego przesuwnika fazowego dwa mniejsze przesuwniki fazowe połączone szeregowo lub równolegle. Dwa takie przesuwniki spełniają w połączeniu szeregowym lub równoległym wymagania w zakresie znamionowego kąta przesunięcia fazowego i jednocześnie znamionowej mocy przechodniej.

W przypadku zastosowania dwóch przesuwników fazowych połączonych szeregowo moc przechodnia każdego z przesuwników jest równa wymaganej mocy przechodniej, natomiast kąt przesunięcia fazowego każdego z przesuwników jest równy połowie wymaganego kąta przesunięcia fazowego.

W przypadku zastosowania połączenia równoległego przesuwników moc przechodnia każdego z przesuwników jest równa połowie wymaganej mocy przechodniej, natomiast kąt przesunięcia fazowego każdego z przesuwników jest równy wymaganemu kątowi przesunięcia fazowego.

Wybór rodzaju połączenia przesuwników włącznie z doбором ich parametrów elektrycznych należy dokonać indywidualnie z uwzględnieniem wymaganych parametrów regulacji na analizowanym połączeniu.

11. URZĄDZENIA DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

Przepływy mocy biernej występujące w KSE powodują:

- a) zwiększenie strat mocy czynnej w elementach sieci przesyłowej,
- b) zwiększenie spadków napięcia na elementach sieci przesyłowej,
- c) ograniczenie zdolności sieci przesyłowej sieci,
- d) pogorszenie warunków pracy wyłączników,
- e) ograniczenie zdolności wytwórczej generatorów,
- f) zwiększenie nakładów inwestycyjnych na urządzenia elektroenergetyczne,

Moc bierną należy kompensować jak najbliżej miejsca zapotrzebowania.

Gospodarka mocą bierną powinna polegać przede wszystkim na optymalizacji wartości napięć w węzłach wytwórczych, regulacji napięcia auto/transformatorem oraz instalacji układów do kompensacji mocy biernej.

Przepływy mocy biernej w sieci elektroenergetycznej należy regulować przez wykorzystanie następujących urządzeń:

1. Regulację mocy biernej generatorów synchronicznych w tym hydrogeneratorów.
2. Zmiany przekładni auto/transformatorem pracujących w sieci przesyłowej.

3. Zastosowanie dławików kompensacyjnych .
4. Zastosowanie baterii kondensatorów.
5. Zastosowanie kompensatorów SVC lub STATCOM.

Regulację mocy biernej generatorów synchronicznych można wykorzystywać ale tylko w zakresie dopuszczalnych zmian mocy generatorów. Metoda ta ma dwie wady. Prądy bierne powodują straty mocy czynnej na uzwojeniach generatora powodując dodatkowe nagrzewanie uzwojeń czołowych generatora. Praca o charakterze pojemnościowym generatora pogarsza warunki stabilności systemu elektroenergetycznego.

Regulacja napięcia przez zmianę przekładni auto/transformatörów pracujących w sieci przesyłowej powoduje zmianę przepływu mocy biernej między sieciami o różnym napięciu znamionowym jednakże tylko w zakresie dopuszczalnych poziomów zmian wartości napięć.

W celu zmniejszenia generacji mocy biernej której źródłem są głównie linie elektroenergetyczne należy stosować w sieci przesyłowej dławiki kompensacyjne.

Dla zapewnienia zdolności systemu do elastycznej regulacji napięcia, oraz zapewnienia optymalnych rozpliwów mocy czynnej i biernej w sieci przesyłowej zaleca się stosować urządzenia typu FACTS. Urządzenia FACTS dzięki zastosowaniu tyrystorów wielkiej mocy zapewniają nadążną oraz szybką i skoordynowaną regulację której nie są w stanie spełnić urządzenia konwencjonalne (auto/transformatory, dławiki kompensacyjne, baterie kondensatorów).

Szybkość działania urządzeń FACTS w sieciach przesyłowych najwyższych napięć może być również wykorzystywana do tłumienia kołysania mocy które mogą wystąpić w sieci po wystąpieniu zakłócenia.

W przypadku dławików kompensacyjnych stosuje się zarówno załączanie dławików za pomocą łączników tyrystorowych jak również tyrystorową regulację wartości prądu dławika za pomocą tyrystorowych regulatorów prądu.

W przypadku baterii kondensatorów regulacja dotyczy tylko załączania/wyłączania baterii kondensatorów z wykorzystaniem łączników tyrystorowych.

Do urządzeń FACTS przyłączonych równolegle do sieci przesyłowej należą kompensatory mocy biernej typu SVC lub STATCOM. Kompensatory mocy biernej SVC lub STATCOM zapewniają możliwość regulacji płynnej napięcia i mocy. Decyzję o zastosowaniu i rodzaju poszczególnych urządzeń podejmuje każdorazowo PSE S.A. na podstawie przeprowadzonych wielowariantowych analiz systemowych .

11.1. Dławiki kompensacyjne

W przypadku przekroczenia maksymalnie dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci 400 kV lub 220 kV będącą wynikiem generacji mocy biernej przez słabo obciążone linie przesyłowe, należy przewidywać wyposażenie węzłów (stacji) do których przyłączone są linie przesyłowe w dławiki kompensacyjne.

Dławik kompensacyjny jest to dławik indukcyjny przyłączony równolegle do sieci przesyłowej w celu kompensacji mocy biernej o charakterze pojemnościowym generowanej głównie przez długie linie NN lub systemy kablowe w przypadkach ich obciążeń poniżej ich mocy naturalnej.

W sieci KSE przewiduje się instalowanie dławików kompensacyjnych o mocach standardowych: 50 Mvar, 100 Mvar i 150 Mvar przyłączonych do sieci 110 kV, 220 kV i 400 kV oraz dławików kompensacyjnych o mocy znamionowej do 50 Mvar przyłączonych do uzwojeń wyrównawczych auto/transformatörów 400/220 kV lub 400/110 kV na napięciu 15,75 kV lub 30 kV dostosowanej każdorazowo do mocy uzwojeń wyrównawczych auto/transformatörów.

Decyzję o lokalizacji w sieci oraz o doborze wartości mocy dławików w poszczególnych węzłach sieci podejmuje PSE S.A. na podstawie wykonywanych wielowariantowych analiz systemowych dla stanów normalnych , remontowych i zakłóceń pracy sieci.

Rozwiązanie konstrukcyjne i technologia wykonania dławików powinny zapewnić możliwość przyłączenia do szyn zbiorczych/gałęzi rozdzielni 400 kV, do linii 400 kV lub do uzwojeń wyrównawczych auto/transformatorków.

Dławiki kompensacyjne napowietrzne, w wykonaniu trójfazowym lub jednofazowym z izolacją powietrzną lub olejową, bez regulacji lub z regulacją napięcia z chłodzeniem naturalnym lub wymuszonym, z uzwojeniem połączonym w układzie YN powinny być przystosowane do pracy w sieci o napięciu znamionowym 400 kV, 220 kV i 110 kV pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym.

Dławiki powinny być tak zaprojektowane i wykonane by wytrzymały bez uszkodzeń i odkształceń oddziaływania termiczne i dynamiczne bliskich zwarć zewnętrznych jedno i wielofazowych w sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV z uwzględnieniem warunków pracy automatyki SPZ 1- i 3-fazowego odpowiednio do poziomu napięcia w sieci oraz lokalizacji dławika.

Dławiki kompensacyjne przyłączone do długich linii przesyłowych (powyżej 200 km) z czynną automatyką SPZ 1-fazowego powinny być w wykonaniu jednofazowym lub trójfazowym z dodatkowym dławikiem uziemiającym zainstalowanym w punkcie neutralnym dławika niezbędnym dla efektywnego gaszenia łuku w miejscu zwarcia na linii. Moc dławika głównego oraz dławika uziemiającego zainstalowanego w punkcie neutralnym dławika należy określić dla danej linii na podstawie wykonanych analiz systemowych.

Dławiki powinny być tak zaprojektowane i wykonane by wytrzymały naprężenia statyczne i dynamiczne występujące w stanach przejściowych spowodowanych przepięciami i przetężeniami w sieci do której są przyłączone.

Parametry techniczne, rozwiązania konstrukcyjne i technologia wykonania dławików powinny uwzględniać ryzyko wystąpienia oscylacji i zjawisk rezonansowych stanów przepięciowych w przypadku zakłóceń w sieci. Dławik powinien być przystosowany do ciągłej pracy przy napięciu maksymalnym bez przekroczenia maksymalnie dopuszczalnych wartości temperatur w rdzeniu i w uzwojeniach.

Standardowe parametry i wymagania dla dławików kompensacyjnych określa standardowa specyfikacja techniczna dławików.

Szczegółowe wymagania dla dławików i ich wyposażenia powinny być zdefiniowane na podstawie przeprowadzanych analiz systemowych z uwzględnieniem szczegółowych parametrów pracy sieci w ich otoczeniu.

Decyzję dotyczącą rozwiązania konstrukcyjnego układu kompensacyjnego każdorazowo podejmuje PSE S.A.

11.2. Baterie kondensatorów

Baterie kondensatorów należy instalować w przypadku konieczności skompensowania nadmiaru mocy biernej o charakterze indukcyjnym.

Baterie kondensatorów statycznych o mocach standardowych: 50 Mvar, 100 Mvar i 150 Mvar przewidziane są do pracy w krajowym systemie elektroenergetycznym w sieci o napięciu 110 kV, 220 kV i 400 kV przyłączone bezpośrednio do szyn zbiorczych. Stosowane są również rozwiązania z przyłączeniem BKS do uzwojeń wyrównawczych auto/transformatorków 400/220 lub 400/110 kV na napięciu 15,75 kV lub 30 kV o mocy dostosowanej do mocy uzwojeń wyrównawczych. Instalacje BKS i ich parametry techniczne powinny być tak zaprojektowane i wykonane by nie powodować generacji wyższych harmonicznych i zjawiska ferorezonansu z urządzeniami zainstalowanymi w stacji. Kondensatory powinny być wyposażone w dławiki ochronne ograniczające prądy łączeniowe dołączanych członów baterii oraz w dławiki stanowiące filtr szerokopasmowy dla wyższych harmonicznych.

Baterie kondensatorów mogą składać się z członów kondensatorowych o mocy 15-50 Mvar pracujących równolegle, wyposażonych w urządzenia rozładowcze, dławiki, przekładniki pomiarowe, ograniczniki przepięć oraz aparaturę łączeniową z wyłącznikami przystosowanymi do wyłączania prądów pojemnościowych. Kształt napięcia i charakterystyki sieci, do której przewidywane jest przyłączenie baterii, powinny być określone przed zainstalowaniem baterii oraz potwierdzone odpowiednimi testami po jej uruchomieniu.

Układ baterii kondensatorów statycznych powinien być wyposażony w dławiki tłumiące ograniczające prądy łączeniowe, a w przypadku występowania w sieci przebiegów odkształconych również stanowiące filtr dla wyższych harmonicznych. Dla skrócenia czasu rozładowania kondensatorów oraz zmniejszenia występujących przepięć należy zastosować również przekładniki napięciowe indukcyjne połączone w układzie V.

Standardowe parametry i wymagania dla BKS określa ich standardowa specyfikacja techniczna.

Szczegółowe wymagania dla instalacji BKS wraz z ich wyposażeniem są doprecyzowywane na podstawie przeprowadzanych analiz systemowych z uwzględnieniem szczegółowych parametrów pracy sieci w ich otoczeniu.

11.3. Kompensatory SVC i STATCOM

Kompensatory statyczne SVC i STATCOM umożliwiają płynną regulację mocy biernej w zakresie od charakteru pojemnościowego do indukcyjnego.

Kompensatory statyczne SVC stanowią rodzaj układów FACTS składających się z dławików załączanych lub/i regulowanych tyrystorowo oraz baterii kondensatorów załączanej tyrystorowo.

W zależności od potrzeb należy stosować następujące typy układów SVC lub ich kombinację np. TCR/TSR, TSC/TCR itd. odpowiednio do wymagań systemowych w danym węźle sieci:

- a) TCR - dławik regulowany tyrystorowo,
- b) TSR - dławik załączany tyrystorowo,
- c) FC - bateria kondensatorów o stałej pojemności,
- d) TSC - kondensator załączany tyrystorowo.

Kompensatory STATCOM są to układy składające się z baterii kondensatorów oraz przetwornicy o regulowanym napięciu.

Przetwornica AC/DC stanowi regulowane źródło napięcia obciążone po stronie DC baterią kondensatorów. Napięcie przemiennie przetwornicy jest regulowane i ma częstotliwość zgodną z częstotliwością napięcia na szynach stacji. W zależności od wartości napięcia na szynach stacji przez impedancję transformatora płynie prąd o charakterze pojemnościowym lub indukcyjnym.

STATCOM w zależności od potrzeb w danym węźle sieci może być wykorzystany jako regulator napięcia z dodatkowym członem PSS (Power System Stabiliser) służącym do tłumienia kołysania mocy.

Decyzję o zastosowaniu układu, rodzaju funkcjonalności i doborze parametrów technicznych podejmuje każdorazowo PSE S.A. na podstawie przeprowadzonych analiz systemowych.

12. LINIE NAPOWIETRZNE NN I WN

W KSE należy uwzględniać budowę linii zarówno jedno- jak również wielotorowych oraz linii wielonapięciowych.

Nowo projektowane i budowane napowietrzne przesyłowe linie elektroenergetyczne o znamionowym napięciu przemiennym powyżej 110 kV i wyżej oraz znamionowych częstotliwościach poniżej 100 Hz powinny spełniać wymagania standardowych specyfikacji PSE S.A., obowiązujących aktów prawnych dotyczących elektroenergetycznych linii napowietrznych i aktualnych norm.

Zakres stosowania norm przez każdy z krajów do istniejących linii napowietrznych jest przedmiotem wymagań NNA kraju, którego dotyczą. Definicja znaczenia i zakresu stosowania terminu "nowa linia" jest określona przez każdy Komitet Narodowy (NC) we własnym NNA.

W normie zostały określone wymagania, które powinny być spełnione przy projektowaniu i budowie nowych linii napowietrznych o znamionowym napięciu przemiennym powyżej 45kV, aby zapewnić ich spełnienie wymagań w zakresie bezpieczeństwa ludzi, utrzymania, pracy oraz ochrony środowiska.

W odniesieniu do istniejących linii napowietrznych w dalszym ciągu mają zastosowanie wymagania zawarte w normie PN-E-05100-1:1998 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi”.

Przy projektowaniu linii należy uwzględniać wymagania systemowe wynikające z roli i warunków pracy linii w systemie elektroenergetycznym w tym zwłaszcza wartości prądów roboczych i wymagań w zakresie wytrzymałości zwarciowej .

Prąd roboczy jest zależny od wielkości przesyłanej mocy i napięcia pracy. Przekrój przewodu fazowego należy tak dobrać, aby w określonych warunkach, które powinny być zdefiniowane w NNA lub w specyfikacji projektowej, nie została przekroczona maksymalna projektowa temperatura materiału, z którego wykonany jest przewód.

Linia napowietrzna powinna być zaprojektowana i zbudowana w taki sposób, by wytrzymać bez uszkodzeń mechaniczne i termiczne efekty działania prądów zwarciowych, określonych w specyfikacji.

W celu skoordynowania wymagań dotyczących pracy linii w systemie elektroenergetycznym niezbędne jest zdefiniowanie parametrów technicznych i konstrukcyjnych linii dla doboru parametrów technicznych wyposażenia pól w stacjach elektroenergetycznych w zakresie aparatury pierwotnej, wtórnej i systemów telekomunikacji.

Bardzo istotne jest uwzględnienie rzeczywistego czasu trwania zwarcia, zależnego od czasu zadziałania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeń na danej linii.

Dla projektowania nowo budowanych linii z przewodami typu AFL należy przyjąć temperaturę pracy przewodów fazowych do + 80 °C.

Dopuszcza się konstrukcje wsporcze w wykonaniu jako stalowe kratownice przestrzenne , stalowe pełnościennie rurowe lub konstrukcje zawierające kombinację obu rozwiązań.

Odstępy izolacyjne należy zdefiniować odpowiednio do wartości napięć znormalizowanych zgodnie z metodami określonymi w NNA i aktualnych normach.

Linie 400 kV, 220 kV i 110 kV należy wyposażać w przewody odgromowe skojarzone z włóknami światłowodowymi tzw. OPGW lub /i stalowo- aluminiowe tradycyjne.

Ilość włókien światłowodowych powinna być dostosowana do funkcjonalności danej relacji i potrzeb systemów telekomunikacyjnych. Standardowo należy przyjąć przewody OPGW z wyposażeniem co najmniej w 48 włókna.

Przekrój przewodów odgromowych powinien być dobrany do prądów zwarciowych występujących w chronionej linii oraz wymaganej wytrzymałości mechanicznej.

Izolacja linii powinna być dobrana do stref zabrudzeniowych występujących na całej długości trasy linii.

13. LINIE KABLOWE NN, WN I SN

W lokalizacjach w których niemożliwe jest stosowanie napowietrznych linii przesyłowych dopuszcza się układanie linii kablowych o odpowiednio dobranych parametrach elektrycznych w tym wartości napięcia znamionowego , wymaganej obciążalności prądowej i wytrzymałości zwarciowej.

Dopuszcza się stosowanie linii kablowych do połączeń w miejscach o dużej gęstości zabudowy, w aglomeracjach miejskich, przy rozwiązywaniu kolizji linii napowietrznych z zabudową terenu, przy

wyprowadzeniu mocy z auto/ transformatorów lub/i linii napowietrznych na terenie stacji, przy wyprowadzeniach mocy z rozdzielni okapturzonych typu GIS i MTS.

Należy stosować kable 1-żyłowe, z żyłą miedzianą okrągłą, wielodrutową, zagęszczoną, z ekranowaną izolacją z polietylenu usieciowanego (XLPE) wytłoczoną w jednej operacji i sieciowaną w procesie całkowicie suchym, z żyłą powrotną z drutów miedzianych, ze szczelną powłoką z polietylenu termoplastycznego (PE) uodpornionego na działanie czynników środowiskowych, pokrytą warstwą przewodzącą, uszczelnioną wzdłużnie w obszarze żyły powrotnej za pomocą materiału pęczniejącego pod wpływem zawilgocenia i promieniowo za pomocą folii metalowej spojonej z wewnętrzną powierzchnią powłoki polietylenowej.

Głowica napowietrzna 1-fazowa, z izolatorem porcelanowym albo kompozytowym wypełnionym cieczą izolacyjną, wyposażona w ogranicznik napięć indukowanych w żyłę powrotnej kabla, powinna być dostosowana do warunków pracy żyły powrotnej (sposobu połączenia żyły powrotnej kabla z uziemieniem stacji) z uwzględnieniem parametrów zwarciovych w stacji oraz dopuszczalnych parametrów wytrzymałości zwarciowej kabla

Obciążalność prądowa kabla powinna być dostosowana do wymagań dopuszczalnej obciążalności elementów sieci z którymi współpracuje. Dopuszczalny prąd roboczy kabla, nie powodujący przegrzania kabla, zależy zarówno od konstrukcji samego kabla jak również warunków środowiskowych oraz sposobu i warunków jego ułożenia.

Na obciążalność prądową kabla elektroenergetycznego wpływają:

13.1. Parametry konstrukcyjne kabla:

1. Pole przekroju żyły roboczej i materiał z jakiego jest wykonana.
2. Grubość izolacji związana z wartością napięcia roboczego.
3. Sposób wykonania żyły powrotnej.
4. Konieczność stosowania pancerza jako mechanicznego wzmocnienia konstrukcji kabla.

13.2. Miejsce ułożenia kabla (zakopane bezpośrednio w ziemi, w betonice, ułożone w powietrzu w kanałach kablowych, ułożone w przepustach pod przeszkodami terenowymi, skrzyżowania z innymi kablami, rurociągami, itp.) oraz sposób ułożenia kabla (układ płaski lub trójkątny)

13.3. Możliwość ograniczenia strat w żyłę roboczej i powrotnej.

Decyzję o zastosowaniu linii kablowej 400 kV, 220 kV i 110 kV każdorazowo podejmuje PSE S.A. na podstawie przeprowadzonych analiz techniczno-ekonomicznych porównawczych z linią napowietrzną przy założeniu jednakowych parametrów ruchowo-utrzymaniowych obu linii z uwzględnieniem warunków lokalizacyjnych oraz systemowych.

14. UKŁADY ELEKTROENERGETYCZNEJ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ I URZĄDZEŃ WSPÓLPRACUJĄCYCH

Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej powinny spełniać następujące wymagania:

- 14.1.** Poszczególne elementy sieci (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, auto/transformatory, przesuwniki fazowe, dławiki kompensacyjne, baterie kondensatorów łączniki szyn i systemy szyn zbiorczych), powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące (dalej "układy i urządzenia EAZ"), niezbędne do niezawodnej, samoczynnej, możliwie szybkiej i selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych; regulacji rozpiętości napięcia i poziomów napięcia; prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 750 kV, 400 kV, 220 kV i 110 kV przy użyciu środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacji; oraz odtworzenia przebiegu zakłóceń przy użyciu rejestratorów zakłóceń i zdarzeń.
- 14.2.** Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz współpracujących z nią jednostek wytwórczych, a także urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych takie jak:
 1. Zwarcia doziemne i międzyfazowe.
 2. Zwarcia metaliczne i wysokooporowe.
 3. Zwarcia przemijające i trwałe.
 4. Zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach.
 5. Nieprawidłowe działanie wyłącznika.
 6. Niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych .
 7. Zagrożenie utraty stabilności.
- 14.3.** Zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do wymaganych warunków i sposobu pracy systemu elektroenergetycznego uwzględniając parametry i kryteria działania układów EAZ.
- 14.4.** Poszczególne elementy sieci przesyłowej powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne zestawy (komplety) urządzeń EAZ.
- 14.5.** W celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ, każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi, prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi).
- 14.6.** W celu zapewnienia niezawodności pracy zestawów urządzeń EAZ w poszczególnych relacjach, łącza wzajemnie się rezerwujące powinny pracować po dedykowanych, geograficznie odrębnych (niezależnych od siebie) systemach telekomunikacyjnych, zapewniających odpowiednie bezpieczeństwo i niezawodność łączy technologicznych. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, po dokonaniu uzgodnień z OSP może być dopuszczone inne rozwiązanie na określony czas.
- 14.7.** Wszystkie łącza telekomunikacyjne dla struktur EAZ po stronie OSP powinny być monitorowane z poziomu Sieci OSP w trybie on-line.
- 14.8.** Dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i auto/transformatatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizmu.
- 14.9.** W miejscu przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych, oraz na liniach w ważnych węzłach tej sieci może być wymagane zainstalowanie układów synchronizacyjnych (synchronofazorów) dla potrzeb odbudowy systemu.

- 14.10.** Systemy sterowania i nadzoru pracy obiektów elektroenergetycznych, które są przyłączone bezpośrednio do stacji o górnym napięciu 750 kV, 400 kV, 220 kV i 110 kV będących w posiadaniu OSD, powinny być przystosowane do współpracy z system sterowania i nadzoru OSP.
- 14.11.** Uszkodzenie jednego z zabezpieczeń dedykowanych dla zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu 400 kV i 220 kV ważnych systemowo lub/i przyelektrownianych nie powinno powodować konieczności odstawienia pola z ruchu, a jedynie powinno stanowić podstawę do planowania czynności naprawczych.
- 14.12. Przekładniki pomiarowe**
- 14.12.1.** Dla spełnienia wymagań pewności, niezawodności oraz czasu likwidacji zakłóceń należy stosować przekładniki prądowe niezależne lub w wykonaniu jako przekładniki kombinowane prądowo–napięciowe .
- 14.12.2.** W polach elementów sieci przesyłowej należy stosować przekładniki prądowe pięciordzeniowe wykonane w technologii napowietrznej lub wewnętrznej, w których rdzenie o numerach 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi o klasie i mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ oraz parametrów systemowych wymaganych w miejscu zainstalowania.
- 14.12.3.** Dla potrzeb EAZ przewiduje się również wykorzystywanie przekładników prądowych zainstalowanych w izolatorach przepustowych auto/transformatörów, przesuwników fazowych, dławików kompensacyjnych wyposażonych w co najmniej dwa rdzenie o parametrach dostosowanych do parametrów zabezpieczanych urządzeń oraz warunków systemowych w danej stacji.
- 14.12.4.** Przekładniki prądowe powinny być zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy auto/transformatörów i w punktach neutralnych dławików kompensacyjnych.
- 14.12.5.** W polach elementów sieci przesyłowej należy stosować przekładniki napięciowe indukcyjne niezależne lub w wykonaniu jako przekładniki prądowo – napięciowe, posiadające cztery uzwojenia wtórne, przy czym czwarte połączone jest w układ otwartego trójkąta. Uzwojenia nr II i III współpracują z układami i urządzeniami EAZ (uzwojenie nr II klasy 3P, uzwojenie nr III klasy 6P o mocach odpowiednich dla obwodów i zasilanych urządzeń EAZ w danej stacji i w poszczególnych polach).
Dopuszcza się stosowanie przekładników napięciowych pojemnościowych lub kondensatorów sprzęgających . Decyzję każdorazowo podejmuje PSE S.A.

15. NIEZAWODNOŚĆ PRACY SIECI

Krajowa sieć elektroenergetyczna powinna spełniać wymagania niezawodności, pewności i warunków bezpiecznej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego , wymagania ciągłości , niezawodności i pewności zasilania odbiorców oraz zapewniać spełnienie kryteriów jakościowych parametrów przesyłanej i dostarczanej energii elektrycznej zarówno w stanach normalnych jak i w stanach remontowych pracy sieci.

W stanach okresowych remontów lub konserwacji urządzeń i aparatury stacji wymagane jest zachowanie ciągłości pracy torów prądowych linii lub auto/transformatörów z wyjątkiem remontów obejmujących elementy danego pola linii lub auto/transformatörów.

Schemat rozdzielni (w układach wielosystemowych) powinien umożliwić przełączenie pól linii i auto/transformatörów z sekcji objętej remontem lub konserwacją na sekcję czynną. Podczas planowanego wyłączenia jednego systemu lub sekcji powinna być zachowana funkcjonalność rozdzielni.

Niezawodność głównych funkcji stacji tj. tranzytu mocy przez szyny rozdzielni i zasilania auto/transformatorem nie powinna być niższa niż 99,8 % tzn., że łączny czas przerw awaryjnych w ciągu roku nie powinien przekraczać 17,5h.

- 15.1.** Układ pracy sieci elektroenergetycznej, aktualny lub planowany (dotyczy planowania krótkookresowego – od roku do trzech lat, średnioterminowego - do 5 lat oraz długoterminowego - do 15 lat) w stanie ustalonym pracy sieci powinien spełniać następujące warunki:
- 15.1.1.** Obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci są niższe od obciążeń dopuszczalnych długotrwale.
- 15.1.2.** Napięcia w poszczególnych węzłach sieci mieszczą się w granicach dopuszczalnych zgodnie z tabelą 2.
- 15.1.3.** Wartości prądów zwarciovych w poszczególnych rozdzielniach nie przekraczają wartości prądów dopuszczalnych dla konstrukcji, oszynowania, aparatury pierwotnej lub/i prądów wyłączalnych zainstalowanych wyłączników.
- 15.1.4.** Spełnione są warunki stabilności kątowej dla małych zakłóceń oraz stabilności kątowej dla dużych zakłóceń.
- 15.1.5.** Zakres stabilności napięciowej jest nie mniejszy niż 10%.
- 15.2.** Awaryjne wyłączenie w danym układzie sieci dowolnego pojedynczego jej elementu, w tym w szczególności jednostki wytwórczej, auto/transformatora, linii jednotorowej, jednego toru linii dwutorowej, sekcji szyn lub systemu szyn (gdy jest niesekcjonowany) nie spowoduje:
- 15.2.1.** Pozbawienia odbiorców zasilania z wyjątkiem odbiorców zasilanych bezpośrednio z wyłączonego elementu.
- 15.2.2.** W przypadku samoczynnego wyłączenia systemu szyn, nie powinno dochodzić do ubytku mocy wytwarzanej większej niż moc największej jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej zainstalowanej w KSE.
- 15.2.3.** Zwiększenia obciążenia prądowego żadnego z elementów sieciowych powyżej wartości dopuszczalnej długotrwale (w przypadku elementów których nie można przeciążyć) lub wartości dopuszczalnej okresowo (w przypadku elementów dla których dopuszcza się możliwość przeciążenia przez określony czas) przy czym:
1. Układ pracy sieci elektroenergetycznej (aktualny, lub planowany), w którym wyłączenie pojedynczego elementu może prowadzić do przeciążeń dopuszczalnych okresowo, jest dopuszczalny jedynie wtedy, gdy możliwe jest odciążenie tego elementu w zadanym czasie bez wprowadzenia ograniczeń zasilania odbiorców, na przykład poprzez ręczne lub automatyczne przełączenia w sieci, ręczne lub automatyczne odstawienie lub załączenie jednostki wytwórczej, ręczne lub automatyczne zniżenie lub zawyżenie generacji jednostek wytwórczych, itp.
 2. Możliwość okresowego przeciążenia elementów sieci , wartość dopuszczalnego przeciążenia, czas jego trwania, oraz ewentualne warunki dodatkowe są określone indywidualnie dla poszczególnych elementów sieci przez służby eksploatacyjne OSP i OSD.
- Obciążenia prądowe linii nie powinny być wyższe od dopuszczalnych długotrwale lub przekraczać je o nie więcej niż 20 % pod warunkiem, że przeciążenia te mogą być zlikwidowane w czasie nie dłuższym niż 20 minut, lub przekraczać je więcej niż 20% pod warunkiem, że przeciążenia mogą być likwidowane w wyniku działań automatycznych, (poprzez automatyczne wyłączanie jednostek wytwórczych, zniżenie lub zawyżenie wytwarzania).

- Parametry obciążeń dopuszczalnych awaryjnych długotrwałych i awaryjnych krótkotrwałych dla poszczególnych typów auto/transformatatorów powinny być zdefiniowane przez producenta w dokumentacji techniczno- ruchowej.
- 15.2.4.** Wykroczenia napięć poza zakres napięć dopuszczalnych dla stanów zakłóceń zgodne z tabelą 3.
- 15.2.5.** Obniżenia zapasu stabilności napięciowej poniżej 5%.
- 15.2.6.** Pojawienia się nietłumionych kołysań mocy jednostek wytwórczych prowadzących do utraty ich stabilności kątowej.
- 15.2.7.** Poszczególne elektrownie powinny pracować z zapasem równowagi statycznej wynoszącym co najmniej 5% w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji wzbudzenia elektrownia powinna pracować z co najmniej 10% zapasem równowagi statycznej.
- 15.2.8.** Nie powinno dochodzić do utraty równowagi dynamicznej jednostek wytwórczych przy założeniu, że przyczyną wyłączenia elementu sieciowego było zwarcie 3-fazowe w najmniej korzystnym punkcie sieci, wyłączone z czasem działania pierwszej lub drugiej strefy zabezpieczeń, przy czym warunki stabilności mogą być zachowane w wyniku automatycznego wyłączania jednostek wytwórczych w pobliżu miejsca zwarcia.
- 15.3.** Awaryjne wyłączenie dwóch linii, równoczesne lub sekwencyjne, nie może spowodować załamania pracy części sieci zamkniętej o sumarycznym zapotrzebowaniu większym niż 200 MW.
- 15.3.1.** Awaryjne wyłączenie w obszarze deficytowym (obszar w którym moc pobierana jest większa od mocy wytwarzanej):
- 1) Największej jednostki wytwórczej pracującej w tym obszarze i pojedynczej linii zasilającej ten obszar.
 - 2) Największej jednostki wytwórczej pracującej w tym obszarze i auto/transformatora zasilającego ten obszar oraz nie spowoduje braku ciągłości w zasilaniu odbiorców.
- nie spowoduje braku ciągłości zasilania odbiorców
- 15.3.2.** Jakikolwiek spośród potencjalnie możliwych zwarć w danym układzie pracy sieci elektroenergetycznej w szczególności zwarć trójfazowych, zlikwidowane po czasie krótszym lub równym 150 ms nie powinno spowodować kołysania mocy w systemie i w konsekwencji utratę ich stabilności kątowej.
- 15.4.** Do pozostałych, szczególnie istotnych wskaźników charakteryzujących niezawodność i ciągłość zasilania odbiorców w sieci zamkniętej oraz bezpieczeństwo pracy tej sieci należy zaliczyć:
- 15.4.1.** Zawartość składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego.
- 15.4.2.** Współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD w szczególności dla urządzeń których rozwiązania konstrukcyjne i parametry pracy zależą od zawartości i poziomu wyższych harmonicznymi.
- 15.4.3.** Czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostawie energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych nie mogą przekraczać wartości dopuszczalnych niezbędnych dla spełnienia wymagań niezawodności i dyspozycyjności.