

Miejska Energetyka Ciepła w Ostrowcu Św. Sp. z o.o.



Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Warunki korzystania, prowadzenia ruchu,
eksploatacji i planowania rozwoju sieci

Dnia... 1.04.2012

PROKURENT
DYREKTOR TECHNICZNY

mgr inż. Renata Nokolajczak

PREZES ZARZĄDU

mgr inż. Paweł T...

Zatwierdził

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 1z 125
Zatwierdzono		

Spis treści

I.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	5
II.	PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	5
	II.1. Zasady przyłączania.....	5
	II.2. Zasady odłączania.....	10
	II.3. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.	11
	II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych.....	12
III.	WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ.....	35
	III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych.....	35
	III.2. Warunki świadczenia przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej	36
	III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.....	36
IV.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.	40
	IV.1. Przepisy ogólne.....	40
	IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji.....	41
	IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji	41
	IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z operatorem systemu przesyłowego i operatorami systemów dystrybucyjnych	42
	IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna	42
	IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych.....	44
	IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych	44
	IV.8. Ochrona środowiska naturalnego	45
	IV.9. Ochrona przeciwpożarowa	45
	IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych	45
	IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac.....	46
V.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	46
	V.1. Obowiązki MEC Ostrowiec Świętokrzyski jako OSD.....	46
	V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich OSD.....	47

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 2z 128
Zatwierdzono		

V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej	49
V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	50
V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej	50
V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	51
V.7. Programy łączeniowe	51
V.8. Dane przekazywane przez podmioty do OSD.....	52
VI. WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ POMIĘDZY OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	52
VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	54
VII.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej.....	54
VII.2. Informacje udostępniane przez OSD	57
VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH	59
IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	60
IX.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie	60
IX.2. Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej	61
IX.3. Zasady postępowania przy wystąpieniu zagrożeń ciągłości dostaw lub wystąpieniu awarii.....	61
X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD	66
XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	67
XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci..	67
XI.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć.....	68
XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	71
XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI	72
XIII.1. Oznaczenia skrótów	72
XIII.2. Pojęcia i definicje.....	75
Załącznik Nr 1 - Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej	91
Załącznik Nr 2 – Karta aktualizacji	108
Załącznik Nr 3 – Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego, oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych	109

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 3z 128
Zatwierdzono		

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 4z 128
Zatwierdzono		

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1. MEC sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego (zwany dalej „OSD”) nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną OSD”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD Korzystanie”).
- I.2. OSD realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu MEC sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie Obszaru Przemysłowego „Stary Zakład” znajdującego się w mieście Ostrowiec Świętokrzyski, sieciami 6kV, 0,5 kV oraz 0,4 kV.
- I.3. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest OSD, niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.4. W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie OSD współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem następujących OSDp: PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD oraz określonych w ustawie Prawo Energetyczne.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:
 - a) pozyskanie przez podmiot od OSD wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - b) złożenie przez podmiot u OSD wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez OSD,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 5z 128
Zatwierdzono		

- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez OSD we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
 - d) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia,
 - e) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, OSD niezwłocznie zwraca zaliczkę,
 - f) pisemne potwierdzenie przez OSD, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku,
 - g) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia,
 - h) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez OSD ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW,
 - i) wydanie przez operatora systemu dystrybucyjnego warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie,
 - j) zawarcie umowy o przyłączenie,
 - k) wykonanie zakresu robót niezbędnych dla realizacji przyłączenia wynikających z wydanych warunków przyłączenia,
 - l) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
 - m) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej,
 - n) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD: urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa OSD. Wzory wniosków udostępnia OSD na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie OSD.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 6z 128
Zatwierdzono		

- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w p. II.1.3 należy załączyć:
- dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym używane będą przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
 - w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
 - inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez OSD, zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.
- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa OSD.
- II.1.8. Warunki przyłączenia określają w szczególności:
- miejsce przyłączenia rozumiane, jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
 - miejsce dostarczania energii elektrycznej,
 - moc przyłączeniową,
 - rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną OSD instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - wymagania wynikające z IRiESD,
 - dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
 - dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
 - miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 7z 128
Zatwierdzono		

- k) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 - l) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - 1) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - 2) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania.
 - m) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - n) wymagania w zakresie:
 - 1) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - 2) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - 3) wyposażenia instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - 4) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych instalacji lub sieci,
 - o) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci podmiotu,
 - p) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.
- II.1.9. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, za wyjątkiem źródeł energii elektrycznej, zależnie od rodzaju przyłącza, są:
- a) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi - zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy,
 - b) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy,
 - c) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt. a), lub zaciski prądowe na wejściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego,
 - d) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 8z 128
Zatwierdzono		

- e) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

W uzgodnionych z przyłączanym podmiotem przypadkach dopuszcza się określenie miejsca dostarczania energii w sposób inny niż podany powyżej.

II.1.10. OSD wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- a) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
b) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.

II.1.12. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez OSD realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

II.1.14. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD powinna zawierać co najmniej:

- a) strony zawierające umowę,
b) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
c) termin realizacji przyłączenia,
d) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
e) miejsce rozgraniczenia własności sieci OSD i instalacji podmiotu przyłączanego,
f) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
g) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
h) warunki udostępnienia OSD nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
i) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
j) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do lub/i pobieranej z sieci,
k) moc przyłączeniową,
l) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z OSD,
m) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,

IRIESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 9z 128
Zatwierdzono		

- n) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.15. OSD ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- II.1.16. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.15. reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.17. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują Instrukcję Współpracy Ruchowej (IWR) podlegającą uzgodnieniu z OSD przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.18. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.
- II.1.19. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej OSD są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do OSD.

II.2. ZASADY ODŁĄCZANIA

- II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej OSD, określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.2. OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej OSD w przypadku:
- złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej OSD składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - przyczynę odłączenia,
 - proponowany termin odłączenia.
- II.2.4. OSD ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez OSD o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu OSD informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.2.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 10z 128
Zatwierdzono		

OSD, uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.

- II.2.6. OSD uzgadnia z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp, tryb odłączenia podmiotu w zakresie, w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej OSD ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.2.7. OSD uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia. Uzgodnienie to odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSDp lub umowie zawartej z OSDp
- II.2.8. W niezbędnych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:
- miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - termin odłączenia,
 - dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - sposób odłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, obejmujący: zakres prac niezbędnych do wykonania przed odłączeniem podmiotu, położenie łączników niezbędnych do wykonania planowanego odłączenia podmiotu oraz harmonogram czynności łączeniowych w poszczególnych stacjach elektroenergetycznych,
 - aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.

II.3. ZASADY WSTRZYMIWANIA ORAZ WZNOWIENIA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.

- II.3.1. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w p.II.1.15, OSD stwierdzi, że:
- instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej, lub też w razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.3.2. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi, co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 11z 128
Zatwierdzono		

- II.3.3. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie
- II.3.4. OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w p.II.3.1. oraz p.II.3.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.5. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.
- II.3.6. OSD może również wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej oraz wznowić dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej OSD na zasadach określonych w umowie dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

II.4. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH, LINII BEZPOŚREDNICH ORAZ UKŁADÓW I SYSTEMÓW POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH

II.4.1. Wymagania ogólne

- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnych OSD urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pt II.4.1.1. muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 12z 128
Zatwierdzono		

- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub pkt. XI.2 IRiESD Korzystanie, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w pkt. XI.2 niniejszej IRiESD.
- II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców
- II.4.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.2.2. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN.
- II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 110 kV, SN i nN, określone są w pkt. II.4.5.
- II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych
- II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a operatorem systemu dystrybucyjnego, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku Nr 1 do niniejszej IRiESD Korzystanie.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. II.4.3.1. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- układów wzbudzenia,
 - układów regulacji napięcia,
 - sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - urządzeń regulacji pierwotnej,
 - czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.4.3.3. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe zainstalowane w jednostkach wytwórczych oraz w urządzeniach i

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 13z 128
Zatwierdzono		

instalacjach sieci dystrybucyjnej powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms.

II.4.3.4. Czasy wyłączenia zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe zainstalowane w jednostkach wytwórczych oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej nie powinny być dłuższe niż 500 ms.

II.4.3.5. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez operatora systemu dystrybucyjnego z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych.

II.4.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1

II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.

II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2 oraz II.4.3.

II.4.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.13.

II.4.4.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.

II.4.4.7. OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich, w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego

II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

II.4.5.1. Wymagania i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej

II.4.5.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej należy wyposażać w układy EAZ i urządzenia współpracujące, niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych.

Nastawienia automatyk i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 14z 128
Zatwierdzono		

Operator systemu dystrybucyjnego określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez podmioty przyłączone do sieci SN i nN, przy wydaniu lub zmianie warunków przyłączenia oraz przy zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.3. Ogólne wymagania stawiane nowo wybudowanym i modernizowanym urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:

- a) należy stosować przynajmniej dwa niezależne zestawy zabezpieczeń (podstawowe i rezerwowe) dla poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, przy czym wyjątek stanowią: zabezpieczenia szyn zbiorczych i układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczenia sieci SN,
- b) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów zabezpieczeń, każde z nich powinno współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
- c) w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej należy stosować urządzenia realizujące funkcje ciągłej kontroli i samo testowania,
- d) zabezpieczenia podstawowe należy wyposażać w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania,
- e) w uzasadnionych przypadkach należy stosować urządzenia do synchronizacji.

II.4.5.4. Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.

II.4.5.5. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

II.4.5.6. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać, co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.

II.4.5.7. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.8. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

II.4.5.9. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 15z 128
Zatwierdzono		

- II.4.5.10. Nastawy EAZ powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi działaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń, co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.11. Należy tak dobrać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.12. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia
- II.4.5.13. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.14. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.4.5.15. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samo testowania.
- II.4.5.16. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączenia.
- II.4.5.17. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.18. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej OSD zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.19. Stosuje się następujące sygnalizacje:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 16z 128
Zatwierdzono		

- 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego lub uszkodzeniu układu EAZ,
- 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
- 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola niewymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

II.4.5.20. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.4.6. Zabezpieczenia i automatyka linii 110 kV

II.4.6.1. Wymagania dla sieci 110kV są określone w IRiESD OSDp.

II.4.7. Zabezpieczenia i automatyka transformatorów 110kV/SN oraz SN/nN.

II.4.7.1. Transformatory dwu i wielouzwojeniowe 110 kV/SN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące:

- a) zabezpieczenia reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze (zwarciowo-prądowe, dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe),
- b) zabezpieczenia reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze (każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo – zwłoczne),
- c) każda ze stron transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),
- d) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe, modele cieplne, gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeów oraz inne wymagane przez producenta.

II.4.7.2. Transformatory SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA (nie dotyczy transformatorów pracujących z jednostkami wytwórczymi), posiadające wyłącznik po stronie wyższego napięcia powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące:

- a) zabezpieczenia reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze (zwarciowo-prądowe, dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe),
- b) zabezpieczenia reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze (każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo – zwłoczne),
- c) każda ze stron transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 17z 128
Zatwierdzono		

- d) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe, modele cieplne, gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczełów oraz inne wymagane przez producenta.
- II.4.7.3. Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora.
- II.4.7.4. Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne, zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.
- II.4.7.5. Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:
- utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczełów,
 - kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.
- II.4.7.6. Dla transformatorów pracujących z uziemionym punktem neutralnym strony 110 kV zaleca się stosowanie zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, działającego w oparciu o pomiar prądu płynącego przez punkt neutralny.
- II.4.8. Wymagania techniczne dla sieci SN.
- II.4.8.1. Wymagania ogólne.
- II.4.8.1.1. Zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.
- II.4.8.1.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej SN należy wyposażyć w urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, niezbędne do samoczynnej, selektywnej likwidacji zakłóceń w tej sieci. Dopuszcza się ręczną lokalizację zwarcí doziemnych w sieciach kompensowanych lub pracujących z izolowanym punktem neutralnym na podstawie sygnalizacji doziemienia.
- II.4.8.1.3. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowanie blokad zabezpieczenia nadprądowego zwarcíowego z wyjątkiem blokady kierunkowej.
- II.4.8.1.4. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłoczných od skutków zwarcí międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:
- 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
 - 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.
- II.4.8.1.5. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:
- 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarcí bezoporowych, czyli dla składowej zerowej napięcia równej napięciu fazowemu sieci,

IRIESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 18z 128
Zatwierdzono		

- b) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarcí oporowych, czyli dla składowej zerowej napięcia równej 50% napięcia fazowego sieci,
- c) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- d) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- e) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.8.1.6. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- a) 5 -10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- b) 5 -15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- c) 10 -20 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.8.1.7. W celu ograniczenia skutków zakłóceń w pracy sieci, zaleca się stosowanie w jej głębi automatyki EAZ.

II.4.8.1.8. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.8.2. Wymagania techniczne dla linii SN.

II.4.8.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- a) od skutków zwarcí międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych,
- b) od skutków zwarcí doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- c) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- d) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej, jeśli jest taka potrzeba,
- e) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe EAZ.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 19z 128
Zatwierdzono		

- II.4.8.2.2. Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:
- a) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
 - b) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - c) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
 - d) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
 - e) zabezpieczenia nad- i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem.
- II.4.8.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:
- a) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
 - b) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
 - c) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
 - d) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 20z 128
Zatwierdzono		

II.4.8.3. Wymagania techniczne dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających.

II.4.8.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- a) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,
- b) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarć zewnętrznych,
- c) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.4.8.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.8.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.8.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji zależy od wymagań OSD, warunków eksploatacji i może powodować:

- a) dla transformatorów dwuzwojennych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- b) dla transformatorów trójzwojennych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron,
- c) wyłączenie pola potrzeb własnych (rozwiązanie dopuszczalne, ale niezalecane),
- d) wyłączenie rezystora uziemiającego (rozwiązanie dopuszczalne, ale niezalecane).

II.4.8.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej.

II.4.8.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- a) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznnych,
- b) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
- c) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
- d) zabezpieczenia nadnapięciowe.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 21z 128
Zatwierdzono		

II.4.8.4.2. Każde wyłączanie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.8.5. Wymagania techniczne dla łączników szyn.

II.4.8.5.1. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- a) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- b) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
- c) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemiającego.

II.4.8.6. Wymagania techniczne dla pól pomiaru napięcia.

II.4.8.6.1. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- a) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- b) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażyć w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.8.7. Wymagania techniczne dla automatów zabezpieczeniowych rozdzielni SN.

II.4.8.7.1. Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- a) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji, przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozprowadzeniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach. Automatyki tej nie wolno instalować w rozdzielniach SN GPO. Automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze,
- b) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z OSD,
- c) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- d) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 22z 128
Zatwierdzono		

(zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s),

- e) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

II.4.8.7.2. W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- a) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
b) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.9. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ.

II.4.9.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

II.4.9.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

II.4.9.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- a) zabezpieczenia nadprądowe,
b) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
c) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej,

II.4.9.4. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

II.4.9.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z OSD lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną w Załączniku Nr 1 do niniejszej IRiESD Korzystanie.

II.4.10. Wymagania dla jednostek wytwórczych przyłączonych poprzez transformatory nN/SN.

II.4.10.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.

II.4.10.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.

II.4.10.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

II.4.10.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- a) nadprądowe zwłoczne,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 23z 128
Zatwierdzono		

- b) nadprądowe zwarciove,
- c) nad- i pod-napięciowe,
- d) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
- e) ziemnozwarciowe zerowo napięciowe.

II.4.10.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:

- a) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove,
- b) nad- i podnapięciowe,
- c) nad- i podczęstotliwościowe,
- d) ziemnozwarciowe.

II.4.10.6. Jednostki wytwórcze o mocy 25 MVA i większej należy wyposażać w zabezpieczenia różnicowoprądowe, przy czym OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych o mocy mniejszej.

II.4.10.7. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.4.10.8. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.10.9. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.9.1. do II.4.9.3. oraz od II.4.5.10.1. do II.4.5.10.8., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.11. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ.

II.4.11.1. OSD prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.11.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób niezagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego OSD a tym samym utrzymywania tych elementów w należytych stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z OSD w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- a) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- b) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- c) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.11.3. OSD może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 24z 128
Zatwierdzono		

prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.11.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną. Podczas oględzin urządzeń sieci dystrybucyjnej OSD podlegają im również urządzenia EAZ.

II.4.12. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.4.12.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD.

II.4.12.2. Stacja 110/6 kV/kV OSD jest stacją energetyczną z obsługą. Należy dążyć do wyposażenia stacji w układ telemechaniki. Wszystkie bezobsługowe stacje o górnym napięciu 110kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe dyspozycje.

II.4.12.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:

- a) obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
- b) obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
- c) systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
- d) połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
- f) protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez OSDp – PGE Dystrybucja S.A.,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 25z 128
Zatwierdzono		

- g) należy dążyć do tego, aby rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

II.4.12.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte co najmniej umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
- 1) sterowanie wyłącznikami,
 - 2) sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
- 1) stanu położenia łączników,
 - 2) stanu automatyk stacyjnych,
 - 3) sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - 4) sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - 5) sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - 6) sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - 7) sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
- 1) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - 2) pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - 3) pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.12.5. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.12.6. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzerwowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.4.13. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.

II.4.13.1. Wymagania ogólne.

II.4.13.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielania umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 26z 128
Zatwierdzono		

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu. Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać po raz pierwszy z prawa wyboru sprzedawcy dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w IRiESD- Korzystanie. OSD dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy w przypadku, gdy jest on właścicielem tego układu.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy niebędący własnością OSD powinien spełniać powyższe wymagania przed dokonaniem przez Sprzedawcę zgłoszenia lub rozdzielenia umowy kompleksowej.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością OSD powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy lub dzień rozdzielenia umowy kompleksowych.

II.4.13.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcownikami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do OSD. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

II.4.13.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

II.4.13.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 27z 128
Zatwierdzono		

- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.4.13.1.5. Na wniosek odbiorcy, za zgodą OSD dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda OSD uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.
- II.4.13.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.
- II.4.13.1.7. OSD wraz z OSDp. uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do OSP i ich zabezpieczenia przed utratą danych. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 5 kategorii:
- a) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
 - b) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
 - c) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 4 GWh,
 - d) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
 - e) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 28z 128
Zatwierdzono		

Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w IRiESP.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia, co najmniej jednego z przypadków, o których mowa w pkt. II.4.13.1. a), b) oraz c).

II.4.13.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nieposiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzenia ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

II.4.13.1.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:

- a) wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
- b) wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.

Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa OSD w uzgodnieniu z OSDp.

II.4.13.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej kategorii B2 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych: układu pomiarowo – rozliczeniowego i układu pomiarowo – kontrolnego.

Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 29z 128
Zatwierdzono		

II.4.13.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa OSD w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.

II.4.13.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120 % ich prądu znamionowego.

W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą OSD dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200 % prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie. W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:

- a) 20-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
- b) 5-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
- c) 1-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.

W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosi 5 A. Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25 %, a 100 % wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.

II.4.13.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

II.4.13.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być 5. W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.

II.4.13.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.

II.4.13.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.13.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 30z 128
Zatwierdzono		

OSD. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.

- II.4.13.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.4.13.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub OSD (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.13.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.13.1.20. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i OSD.
- II.4.13.1.21. OSD przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż OSD, to podmiot ten ma obowiązek przekazać OSD, zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.13.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.13.1.23. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.13.1.24. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, to zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.13.1.25.
- II.4.13.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.13.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.13.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.13.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 31z 128
Zatwierdzono		

pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.

II.4.13.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.13.1.22. i II.4.13.1.26., OSD dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie, której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.

II.4.13.1.29. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.

II.4.13.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, OSD wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontaż.

II.4.13.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

II.4.13.2.1. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo –rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
- b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
- c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDp co najmniej raz na dobę,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 32z 128
Zatwierdzono		

- h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.13.2.2. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDp. co najmniej raz na dobę,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.13.2.3. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
 - liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę
 - układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDp co najmniej raz na dobę,
 - powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.13.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 33z 128
Zatwierdzono		

nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDp co najmniej raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.13.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.13.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR OSDp co najmniej raz na dobę,
- e) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 34z 128
Zatwierdzono		

II.4.13.3.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
- b) w przypadku zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności realizowania przez układy pomiarowe rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,

II.4.13.4. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnym

II.4.13.4.1. OSD odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.

II.4.13.4.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z OSDp, a w przypadkach określonych przez OSD również z podmiotami zakwalifikowanymi do III, IV, V, VI grupy przyłączeniowej.

II.4.13.4.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt.II.4.13.4.1 zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

III.1. CHARAKTERYSTYKA KORZYSTANIA Z SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

III.1.1. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.

III.1.2. OSD na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

III.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej OSD w szczególności:

- a) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 35z 128
Zatwierdzono		

elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej,

- c) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy OSD i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

III.2. WARUNKI ŚWIADCZENIA PRZEZ OSD USŁUG DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji OSD na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie OSD.
- III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez OSD jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- III.2.4. OSD opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów, OSD może udostępniać wzory aneksów do tych umów.
- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej OSD.
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.
- III.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do OSD opłatę za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.9. Opłata za świadczone przez OSD usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą OSD zatwierdzoną przez Prezesa URE.

III.3. STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

III.3.1. Postanowienia ogólne.

- III.3.1.1. OSD świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.

III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku OSD w szczególności

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 36z 128
Zatwierdzono		

- a) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,
- b) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązek publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- a) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- b) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- c) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwano z powodu awarii w sieci,
- d) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - 1) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - 2) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- e) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - 1) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - 2) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - 3) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- f) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- g) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 37z 128
Zatwierdzono		

- h) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- i) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie OSD,
- j) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą OSD, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.

III.3.1.5. OSD udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez OSD:

- a) na stronie internetowej OSD (<http://www.mec.ostrowiec.biz.pl/>),
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych OSD,
- c) poprzez ogłoszenia prasowe,
- d) w siedzibie biura OSD (Ostrowiec Świętokrzyski ul Sienkiewicza 91)

III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie biura OSD ul Sienkiewicza 91,
- b) listownie na adres OSD,
- c) pocztą elektroniczną (<http://www.mec.ostrowiec.biz.pl/>),
- d) faksem lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej OSD.

III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę OSD udziela w terminie do 14 dni od daty wpływu zapytania do OSD.

III.3.2. Postępowanie reklamacyjne.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 38z 128
Zatwierdzono		

III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.

III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do OSD, na adres:

Miejska Energetyka Ciepła spółka z o.o.

27-400 Ostrowiec Świętokrzyski

Ul Sienkiewicza 91

III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do OSD powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu,
- b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem,
- c) zgłaszane żądanie,
- d) dokumenty uzasadniające żądanie.

III.3.2.4. OSD rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.

III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez OSD zgodnie z pkt. III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do OSD z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:

- a) zakres nieuwzględnionego przez OSD żądania,
- b) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji. Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. III.3.2.2.

III.3.2.6. OSD rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. OSD rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. OSD przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.

III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSD, a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej OSD i podmiot składający reklamację.

III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 39z 128
Zatwierdzono		

IV.EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI.

IV.1. PRZEPISY OGÓLNE

IV.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami. Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- a) niezawodności współdziałania z siecią,
- b) bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- c) zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej OSD obejmują zagadnienia związane z:

- a) przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
- c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
- d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i OSDp przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
- e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.

IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci może na podstawie umowy powierzyć prowadzenie eksploatacji swoich urządzeń, instalacji lub sieci innemu podmiotowi, z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.

IV.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz OSD, uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.

IV.1.5. OSD prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.

IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób niezagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyłym stanie technicznym, reguluje umowa o

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 40z 128
Zatwierdzono		

świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa. OSD może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

- IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa Załącznik Nr 3 IRiESD korzystanie.

IV.2. PRZYJMOWANIE URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI DO EKSPLOATACJI

- IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach II.4. oraz warunków określonych w zawartych umowach, warunków technicznych budowy urządzeń elektroenergetycznych, wykonywania i odbioru robót, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Ponadto przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje muszą posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- IV.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez OSD przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- IV.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. IV.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z OSD jeżeli właścicielem nie jest OSD) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD. OSD w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.

IV.3. PRZEKAZANIE URZĄDZEŃ DO REMONTU LUB WYCOFYWANIE Z EKSPLOATACJI

- IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 41z 128
Zatwierdzono		

IV.4. UZGADNIANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH Z OPERATOREM SYSTEMU PRZESYŁOWEGO I OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH

- IV.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.
- IV.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z operatorem systemu dystrybucyjnego reguluje umowa.
- IV.4.3. Operator systemu dystrybucyjnego dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

IV.5. DOKUMENTACJA TECHNICZNA I PRAWNA

- IV.5.1. Właściciel obiektu elektroenergetycznego lub urządzenia prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:

- a) dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację techniczną i prawną,
- b) dla urządzeń – dokumentację techniczną.

Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.

- IV.5.2. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- a) dokumentację powykonawczą,
- b) w zależności od potrzeb, protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
- d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
- e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.

- IV.5.3. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:

- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji, w tym protokoły przeprowadzonych prób,
- b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
- c) instrukcję współpracy ruchowej opracowaną (IWR) zgodnie z pkt. II.1.17.,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 42z 128
Zatwierdzono		

- d) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
- e) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
- f) wykaz niezbędnych części zamiennych,
- g) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
- h) protokoły badań zakłóceń,
- i) statystykę uszkodzeń i zakłóceń, w tym ewidencję wyłączeń,
- j) dziennik operacyjny,
- k) schemat elektryczny obiektu,
- l) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
- m) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
- n) karty przełączeń,
- o) ewidencję założonych uziemień,
- p) programy łączeniowe.

IV.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest ustalana przez właściciela lub przez podmiot prowadzący eksploatację na mocy umowy z właścicielem obiektu/urządzenia. W zależności od potrzeb i rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:

- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
- b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
- c) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i zatrzymaniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
- d) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
- e) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
- f) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
- g) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób i pomiarów,
- h) wymagania dotyczące ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz inne wymagania w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia,
- i) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
- j) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego oraz informacje o środkach łączności,
- k) wymagania związane z ochroną środowiska.

IV.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 43z 128
Zatwierdzono		

- a) decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
- b) stan prawno-własnościowy nieruchomości,
- c) pozwolenie na budowę,
- d) prawo do użytkowania – jeżeli jest wymagane.

IV.6. REZERWA URZĄDZEŃ I CZĘŚCI ZAPASOWYCH

- IV.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego.
- IV.6.2. W przypadku powierzenia OSD przez właściciela urządzeń będącego odbiorcą usługi dystrybucyjnej, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

IV.7. WYMIANA INFORMACJI EKSPLOATACYJNYCH

- IV.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne. Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać informacje eksploatacyjne sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- IV.7.2. Wymiana informacji eksploatacyjnych obejmuje w zależności od potrzeb:
 - a) informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - b) wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - c) wyniki pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - d) parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - e) informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - f) imienne wykazy osób, wraz z danymi teleadresowymi, odpowiedzialnych za podejmowanie działań eksploatacyjnych.
- IV.7.3. Informacje eksploatacyjne, o których mowa w p.IV.7.2, są aktualizowane i przekazywane na bieżąco w taki sposób, aby zapewniały prawidłową organizację prac eksploatacyjnych.
- IV.7.4. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- IV.7.5. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga operator systemu przesyłowego, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga operator systemu dystrybucyjnego.
- IV.7.6. OSD sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 44z 128
Zatwierdzono		

- IV.7.7. W przypadku wystąpienia awarii lub zakłóceń w sieci dystrybucyjnej operator systemu dystrybucyjnego w uzasadnionych przypadkach może zażądać od podmiotów przyłączonych udzielenia niezbędnych informacji ruchowych mogących mieć wpływ na analizę awarii i zakłóceń, w szczególności informacji o działaniach automatyki zabezpieczeniowej oraz postępowaniu służb ruchowych.

IV.8. OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

- IV.8.1. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.
- IV.8.2. Operator systemu dystrybucyjnego oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.
- IV.8.3. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska przy użyciu substancji szkodliwych wykorzystywanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej oraz zgodną z przepisami ochrony środowiska wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej.
- IV.8.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi władzami terenowymi, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

IV.9. OCHRONA PRZECIWPÓŻAROWA

- IV.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- IV.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

IV.10. PLANOWANIE PRAC EKSPLOATACYJNYCH

- IV.10.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:
- ogłędziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne, konserwacje i remonty,
 - prace planowane przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, o ile mogą one mieć wpływ na jej pracę.
- IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych operator systemu dystrybucyjnego zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 45z 128
Zatwierdzono		

- IV.10.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej uzgadniają z operatorem systemu dystrybucyjnego prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez operatora systemu dystrybucyjnego w rozdziale V.6.
- IV.10.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale V.6.

IV.11. WARUNKI BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

- IV.11.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni na zajmowanych stanowiskach.
- IV.11.3. Instrukcja organizacji bezpiecznej pracy, o której mowa w pkt. IV.11.1. określa w szczególności:
- a) podział prac, formy i zasady wydawania poleceń,
 - b) obowiązki pracowników w zakresie organizacji pracy,
 - c) łączenie funkcji przy pracach na polecenie,
 - d) wystawianie i przekazywanie poleceń,
 - e) rejestrowanie i przechowywanie poleceń,
 - f) przygotowanie miejsca pracy i dopuszczenie do pracy,
 - g) przerwy w pracy i zakończenie w pracy,
 - h) zasady organizacji pracy obowiązujących obcych wykonawców,
 - i) zasady wykonywania prac przy urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych operatora systemu dystrybucyjnego,
 - j) zasady bezpiecznego wykonywania pracy,
 - k) czynności łączeniowe.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

V.1. OBOWIĄZKI MEC OSTROWIEC ŚWIĘTOKRZYSKI JAKO OSD

- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu operator systemu dystrybucyjnego na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 46z 128
Zatwierdzono		

- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej, w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie samodzielnie oraz we współpracy z OSDp,
 - e) prowadzi działania sterownicze,
 - f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,
 - g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej, wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie awaryjnym,
 - i) zbiera i przekazuje do operatora systemu przesyłowego dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.
- V.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, rocznych i trzyletnich.
- V.1.3. Działania operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- V.1.4. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatów sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego. Dane niezbędne do określenia nastaw automatów w koordynowanej sieci 110 kV, operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego.

V.2. STRUKTURA I PODZIAŁ KOMPETENCJI SŁUŻB DYSPOZYTORSKICH OSD

- V.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale V. 1, OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.
- V.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez operatora systemu dystrybucyjnego i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 47z 128
Zatwierdzono		

ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

- V.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w pkt. V.2.2 są właściwi operatorzy systemów dystrybucyjnych.
- V.2.4. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w pkt. V.2.10.
- V.2.5. Operator systemu dystrybucyjnego przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni operatorzy systemów dystrybucyjnych, na podstawie zawartych umów,
 - czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.
- V.2.6. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. V.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:
- śledzeniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych,
 - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- V.2.7. Służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- V.2.8. Służby dyspozytorskie, o których mowa w pkt. VI.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 48z 128
Zatwierdzono		

- V.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. V.2.5. do V.2.8. są rejestrowane na nośniku cyfrowym. Operator systemu dystrybucyjnego ustala okres ich przechowywania.
- V.2.10. Operator systemu dystrybucyjnego może zawierać instrukcje współpracy ruchowej regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- V.2.11. Przedmiotem instrukcji, o której mowa w pkt. V.2.10. jest w zależności od potrzeb:
- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie działań sterowniczych,
 - b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w rozdziale V.1.,
 - e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - h) zakres i tryb obiegu informacji,
 - i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz prowadzeniem prac eksploatacyjnych.

V.3. PLANOWANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- V.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej OSD przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez OSD.
- V.3.2. OSD sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na zasadach opisanych w IRiESD OSDp.
- V.3.3. OSD zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD, innych niż JWCD oraz JWCK.
- V.3.4. OSD przesyła do wytwórców o mocy powyżej 10 MW zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- V.3.5. OSD na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 49z 128
Zatwierdzono		

V.4. PROGNOZOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- V.4.1. Operator systemu dystrybucyjnego sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci przez siebie zarządzanej.
- V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną są przekazywane do właściwego OSDp., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESD OSDp.
- V.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez operatora systemu dystrybucyjnego uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

V.5. UKŁADY NORMALNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie programu pracy. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne programy pracy.
- V.5.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- V.5.3. Program pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczeów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - charakterystykę odbioru,
 - harmonogram pracy transformatorów.
- V.5.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 50z 128
Zatwierdzono		

V.6. PLANY WYŁĄCZEŃ ELEMENTÓW SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- V.6.1. Operator systemu dystrybucyjnego opracowuje roczny plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- V.6.2. Podmioty zgłaszają operatorowi systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- V.6.3. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - operatywną gotowość,
 - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- V.6.4. Podmiot zgłaszający do operatora systemu dystrybucyjnego wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do operatora systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem.
- V.6.5. Operator systemu dystrybucyjnego podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni roboczych od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- V.6.6. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.
- V.6.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie operatora systemu dystrybucyjnego w ramach wykonywania funkcji planowania wyłączeń elementów systemu dystrybucyjnego powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. Operator systemu dystrybucyjnego ustala okres ich przechowywania.

V.7. PROGRAMY ŁĄCZENIOWE

- V.7.1. OSD określa przypadki w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- V.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- V.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 51z 128
Zatwierdzono		

- d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatyk w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- V.7.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie co najmniej 10 dni przed planowaną datą realizacji programu.
- V.7.5. Operator systemu dystrybucyjnego może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.
- V.7.6. Operator systemu dystrybucyjnego zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 1500 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez operatora systemu dystrybucyjnego uwag do propozycji programu, zgodnie z pkt.V.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag
- V.7.7. Terminy wymienione w punktach V.7.4. i V.7.5. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

V.8. DANE PRZEKAZYWANE PRZEZ PODMIOTY DO OSD

- V.8.1. Operator systemu dystrybucyjnego otrzymuje od operatora systemu przesyłowego dane zgodnie z zakresem określonym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- V.8.2. W uzasadnionych przypadkach wskazani przez operatora systemu dystrybucyjnego odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają na piśmie do operatora systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.
- V.8.3. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego.

VI.WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ POMIĘDZY OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

VI.1. OSD współpracuje z następującymi operatorami:

- a) operatorami systemów dystrybucyjnych, w tym OSDp,
- b) operatorami handlowo-technicznymi,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 52z 128
Zatwierdzono		

- c) operatorami handlowymi,
 - d) operatorami pomiarów.
- VI.2. Współpraca z OSP odbywa się za pośrednictwem OSDp na zasadach opisanych w IRiESD tego OSDp lub umowie zawartej z tym OSDp.
- VI.3. Szczegółowe zasady współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych, oraz pomiędzy operatorami a użytkownikami systemu są określone w poszczególnych rozdziałach IRiESD.
- VI.4. Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.5. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- VI.6. Umowy o których mowa w pkt. V.5 stanowią podstawę rejestracji podmiotów pełniących funkcje operatorów handlowo-technicznych oraz operatorów handlowych.
- VI.7. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy ruchowej.
- VI.8. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD, o napięciu SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez OSD, opracowują i uzgadniają z OSD instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.9. Przedmiotem instrukcji współpracy służb dyspozytorskich OSD ze służbami dyspozytorskimi OSDp. jest w zależności od potrzeb:
- e) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
 - f) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
 - g) określenie zasad i warunków zwianych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
 - h) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.V.1,
 - i) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
 - j) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - k) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
 - l) zakres i tryb obiegu informacji,
 - m) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.
- VI.10. Instrukcja współpracy służb dyspozytorskich OSD z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD zawiera co najmniej:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 53z 128
Zatwierdzono		

- n) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
- o) eksploatacyjne granice stron,
- p) zakres i tryb obiegu informacji,
- q) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teled adresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie.

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSD I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

VII.1. DANE PRZEKAZYWANE DO OSD PRZEZ PODMIOTY PRZYŁĄCZONE I PRZYŁĄCZANE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VII.1.1. Zakres danych

VII.1.1.1. Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez operatora systemu dystrybucyjnego,
- c) dane pomiarowe.

VII.1.1.2. Wytwórcy posiadający jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

VII.1.2.1. Potencjalni wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) schematy główne układów elektrycznych,
- b) dane jednostek wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- d) moc osiągalną,
- e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.

VII.1.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 54z 128
Zatwierdzono		

VII.1.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- f) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
- g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- h) moc bierną kompensującą (kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-“),
- i) układ normalny pracy.

VII.1.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,
- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

VII.1.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovowy.

VII.1.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- c) reaktancję zastępczą bloku z uwzględnieniem X'_d generatora,
- d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E'_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 55z 128
Zatwierdzono		

- f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator,
- j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych,
- k) moc czynną potrzeb własnych,
- l) współczynnik mocy potrzeb własnych,
- m) maksymalną generowaną moc czynną,
- n) minimalną generowaną moc czynną,
- o) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną i maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
- p) statyzm turbiny,
- q) reaktancję podprzejściową generatora w osi d w jednostkach względnych,
- r) reaktancję zastępczą gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączona jednostka wytwórcza.

VII.1.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD

VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:

- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
- b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- c) informacje o zawarciu kontraktów na zakup energii elektrycznej,
- d) informacje o projektach zarządzania popytem,
- e) inne dane w zakresie uzgodnionym przez operatora systemu dystrybucyjnego i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

VII.1.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.VII.1.3.1., obejmują w zależności od potrzeb:

- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
- b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
- c) przewidywaną elastyczność pracy,
- d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
- e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
- f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 56z 128
Zatwierdzono		

- g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania.
- VII.1.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do operatora systemu dystrybucyjnego informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa pkt.VII.1.3.1.:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
- VII.1.3.4. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.VII.1.3.1., obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,
- VII.1.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VII.2.INFORMACJE UDOSTĘPNIANE PRZEZ OSD

VII.2.1. Formy wymiany informacji

VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu może się odbywać:

- a) poprzez systemy teleinformatyczne,
- b) telefonicznie,
- c) drogą elektroniczną,
- d) faksem,
- e) listownie,
- f) poprzez publikację na stronie internetowej,
- g) poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSD.

VII.2.1.2. Wykorzystanie w/w form dla konkretnych informacji określa OSD, o ile forma wymiany informacji nie została określona przez obowiązujące przepisy.

VII.2.1.3. Strona internetowa OSD jest wykorzystywana przez OSD jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.

VII.2.1.4. Strona internetowa OSD jest dostępna pod adresem: <http://www.mec.ostrowiec.biz.pl>

VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez OSD

VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej OSD publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

- a) IRiESD,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 57z 128
Zatwierdzono		

b) Taryfę OSD,

VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci OSD urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia,
- b) aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej, OSD na swojej stronie internetowej publikuje:

- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi OSD zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania OSD.

VII.2.3. Ochrona informacji

VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, OSD jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt. VII.2.3.1., mogą być wykorzystywane przez OSD jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań OSD określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.

VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt. VII.2.3.1., trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez OSD z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.

VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla OSD w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz OSD przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt. VII.2.3.5., oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 58z 128
Zatwierdzono		

obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. OSD jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.

- VII.2.3.5. OSD zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną przez OSD zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt. VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt. VII.2.3.1- 4.
- VII.2.3.6. Postanowienia pkt. VII.2.3.1 – 5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od OSD, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z OSD.

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- VIII.1. OSD opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.3. OSD sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
- VIII.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, OSD współpracuje w szczególności z:
- OSDp,
 - Potencjalnymi wytwórcami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej OSD,
 - odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej OSD.
- VIII.5. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładać jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.
- VIII.6. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez OSD w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt. VII niniejszej IRiESD-Korzystanie.
- VIII.7. OSD publikuje na swojej stronie internetowej informacje na temat planów rozwoju.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 59z 128
Zatwierdzono		

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

IX.1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, AWARIA SIECIOWA I AWARIA W SYSTEMIE

IX.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

IX.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:

- a) awaria w systemie,
- b) awaria sieciowa.

Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- c) działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- d) katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
- e) wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- f) strajku lub niepokoju społecznych,
- g) obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania, w tym stanu zapasów paliw w elektrowniach krajowych poniżej wymaganego poziomu określonego w odrębnych przepisach.

IX.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

IX.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt. IX.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.

IX.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń właściwego OSD. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie niepowodujących wystąpienia zagrożenia

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 60z 128
Zatwierdzono		

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.

- IX.1.6. OSD wraz z OSDp oraz OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IX.1.7. OSD w uzgodnieniu z OSDp opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IX.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) awaryjne układy pracy sieci,
 - c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- IX.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nieobjętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.
- IX.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym, zgodnie z pkt. IX.3.4.

IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- IX.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.
- IX.2.2. OSD dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych, w zakresie wynikającym z umowy zawieranej z operatorem systemu przesyłowego.

IX.3. ZASADY POSTĘPOWANIA PRZY WYSTĄPIENIU ZAGROŻEŃ CIĄGŁOŚCI DOSTAW LUB WYSTĄPIENIU AWARII

IX.3.1. Postanowienia ogólne

- IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 61z 128
Zatwierdzono		

podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, OSDp i OSD podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

IX.3.1.3. OSD w szczególności podejmuje następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

IX.3.1.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:

- a) tryb normalny, określony w pkt. IX.3.2.,
- b) tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. IX.3.3.,
- c) tryb awaryjny określony w pkt. IX.3.4.,
- d) tryb automatyczny, określony w pkt. IX.3.5.,
- e) tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt. IX.3.6..

IX.3.1.5. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt. IX.3.2., jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IX.3.3., IX.3.4., IX.3.5. i IX.3.6.

IX.3.2. Tryb normalny

IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:

- a) bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
- b) bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- c) bezpieczeństwa osób,
- d) wystąpienia znacznych strat materialnych.

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 62z 128
Zatwierdzono		

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.

- IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. IX.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IX.3.2.3. OSP we współpracy z OSDp i OSD opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.
- IX.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- IX.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IX.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IX.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt. IX.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:
- uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
 - uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez OSDp,
 - uzgodnienia z OSDp, w przypadku planów opracowywanych przez OSDn,
 - corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.
- IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSDp,
 - powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do OSD przez OSDp uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 63z 128
Zatwierdzono		

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci OSD są zobowiązani do powiadomienia o tym OSD w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- d) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IX.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania.

Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, OSD powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty u OSD.

IX.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.

IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:

- a) poleczone stopnie zasilania,
- b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

IX.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IX.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 64z 128
Zatwierdzono		

IX.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IX.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.

IX.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IX.3.4. Tryb awaryjny

IX.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

IX.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez OSD wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, OSD jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie OSDp.

IX.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów, zgodnie z pkt. IX.3.2.8.c).

IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV, transformatorów 110kV/SN, linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.5. OSD w porozumieniu z OSDp ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 65z 128
Zatwierdzono		

tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

- IX.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%). Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

IX.3.5. Tryb automatyczny

- IX.3.5.1. Pola rozdzielni 110/6 kV/kV OSD nie posiadają automatyki SCO. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. W przypadku zainstalowania automatyki SCO poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz.

IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

- IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.

- IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110kV/SN, i utrzymywaniu polecanej bądź aktualnej pozycji przełącznika zaczeów transformatora 110 kV/SN, lub
- b) obniżenie o 5 % zadanego, SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

- IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

- IX.3.6.4. OSD po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestruje w czasie trwania ograniczeń:

- a) poziom nadpicia,
- b) pozycje przełączników zaczeów transformatorów 110 kV/SN,
- c) tryb pracy automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ OSD

- X.1. OSD stosuje następujące kryteria bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej: W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej OSD w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwałe,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 66z 128
Zatwierdzono		

- b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci.

XI.PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XI.1. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH NORMALNYCH PRACY SIECI

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- a) napięcia znamionowe,
 - b) częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. OSD stosuje parametry jakościowe energii elektrycznej zgodnie z parametrami określonymi w obecnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). W przypadku zmiany tego rozporządzenia obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.
- XI.1.3. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- XI.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.
- XI.1.5. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- a) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - 1) 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - 2) 50 Hz + 4 %/-6 % (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia.
 - b) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:
 - 1) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
 - 2) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV.
 - c) w ciągu każdego tygodnia, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 67z 128
Zatwierdzono		

- 1) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0 % do 2 % dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 2) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w tablicach 1, 2, 3, 4 na stronach 68-69.

XI.2. DOPUSZCZALNE POZIOMY ZABURZEŃ PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ WPROWADZANYCH PRZEZ ODBIORNIKI W SIECIACH NISKICH NAPIĘĆ

XI.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

XI.2.1.1. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\geq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- a) wartość Pst nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość Plt nie powinna być większa niż 0,65,

$$d = \frac{\Delta U}{U_N}$$

d – względna zmiana napięcia, nie powinna przekraczać 3%

ΔU – różnica dowolnych dwóch wartości skutecznych napięcia fazowego

XI.2.1.2. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym większym od 75A wartość Pst powinna mieścić się w granicach $0,6 < Pst < 1$ natomiast wartość Plt powinna wynosić $Plt = 0,65 Pst$.

XI.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu

XI.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- a) Klasa A – symetryczne, trójfazowe odbiorniki i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z poniższych klas,
- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut),
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy wraz ze ściemniaczami.

XI.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\geq 16A$ zakwalifikowane do:

- a) Klasy A – tablica 1,
- b) Klasy B – tablica 2,
- c) Klasy C – tablica 3,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 68z 128
Zatwierdzono		

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 * \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 * \frac{8}{n}$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,312
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 * \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	0,162
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 * \frac{8}{n}$

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 69z 128
Zatwierdzono		

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu wejściowego [%]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2
5	30λ λ – współczynnik mocy obwodu
7	10
9	7
11	5
$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3

- XI.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C podano w Tablicy 4.

Tablica 4.

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu wejściowego [%]
Harmoniczne nieparzyste	
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 70z 128
Zatwierdzono		

n≥33	≤0,6
------	------

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez OSD, zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez OSD wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSD i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

XII.2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej w zależności od czasu ich trwania dzieli się na:

- a) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę,
- b) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- c) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- d) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- e) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

XII.3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt. III.3. IRiESD-Korzystanie, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

XII.4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.

XII.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- f) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - 1) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - 2) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
- g) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - 1) przerw planowanych - 35 godzin,
 - 2) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 71z 128
Zatwierdzono		

XII.6.OSD w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- h) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- i) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- j) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. Wskaźniki określone w podpunktach a) i b) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach a), b) i c), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej IRiESD-Korzystanie przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

XIII.1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

APKO	Automatyka przeciwkołysaniowa
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy
GPO	Główny punkt odbioru energii
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość)
IRiESD-Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 72z 128
Zatwierdzono		

IRiESP-Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
fMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
pMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSP	Operator systemu przesyłowego
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej
PDE	Punkt Dostarczania Energii
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 73z 128
Zatwierdzono		

- PKR** Plan koordynacyjny roczny
- POB** Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
- PPE** Punkt Poboru Energii
- P_{lt}** Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st}, zgodnie ze wzorem:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^2}{12}}$$

gdzie: *i* – rząd harmonicznej

- P_{st}** Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
- SCO** Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
- SN** Średnie napięcie
- SNO** Samoczynne napięciowe odciążenie
- SPZ** Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
- SZR** Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.
- THD** Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} (U_h)^2}$$

gdzie:

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

i – rząd harmonicznej

- UCTE** Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
- URB** Uczestnik Rynku Bilansującego
- URB_{BIL}** Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 74z 128
Zatwierdzono		

URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URB_{SD} – odbiorca sieciowy • URB_{OK} – odbiorca końcowy
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDp
URD_n	Uczestnik Rynku Detalicznego którego sieci i urządzenia są przyłączone do sieci OSDn
URD_O	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca
URD_W	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii

XIII.2. POJĘCIA I DEFINICJE

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
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 co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 75z 128
Zatwierdzono		

Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną, prewencyjną oraz restytucyjną
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (F_{MDD})	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Detalicznego (P_{MDD})	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 76z 128
Zatwierdzono		

- Generacja wymuszona** Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
- Generacja zdeterminowana** Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie energii elektrycznej objętej długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej.
- Główny punkt odbioru energii** Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
- Grafik obciążeń** Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
- Grupy przyłączeniowe** Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na:
- grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,
 - grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV,
 - grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,
 - grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
 - grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,
 - grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 77z 128
Zatwierdzono		

przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

Jednostka grafikowa

Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

Jednostka wytwórcza

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

Koordynowana sieć 110kV

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

Krajowy system elektroenergetyczny

System elektroenergetyczny na terenie Polski.

Linia bezpośrednia

Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Łącze niezależne

Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.

Mechanizm bilansujący

Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.

Miejsce dostarczania

Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.

Miejsce dostarczania

Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 78z 128
Zatwierdzono		

energii rynku bilansującego (MB)	Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	<p>Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:</p> <p>przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,</p> <p>przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,</p> <p>przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego.</p> <p>Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.</p>
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 79z 128
Zatwierdzono		

Moc umowna	<p>Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <p>umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut,</p> <p>umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny,</p> <p>umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.</p>
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom - wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki pracy sieci	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc, obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 80z 128
Zatwierdzono		

spowodowanych:

wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami,

czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.

Obrót energią elektryczną

Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.

Obszar OSD

Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.

Obszar regulacyjny

Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.

Obszar Rynku Bilansującego

Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

Odbiorca

Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.

Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym

Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 81z 128
Zatwierdzono		

Odbiorca końcowy

Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 82z 128
Zatwierdzono		

Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo-techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

IRIESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 83z 128
Zatwierdzono		

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 84z 128
Zatwierdzono		

Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.
Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczenia energii elektrycznej do sieci.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 85z 128
Zatwierdzono		

Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączenie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie - SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego,
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej obrotem.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 86z 128
Zatwierdzono		

System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Uczestnik Rynku Bilansującego	podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP-Bilansowanie;
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo-rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 87z 128
Zatwierdzono		

pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 88z 128
Zatwierdzono		

Układ pomiarowo-rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych (finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo-kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu,
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (WMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 89z 128
Zatwierdzono		

pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.

Wstępne dane pomiarowe

Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu rozliczeniowego z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.

Wyłączenie awaryjne

Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.

Wymiana międzysystemowa

Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.

Wytwórca

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.

Zabezpieczenia

Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.

Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne

Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.

Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove

Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych.

Zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 90z 128
Zatwierdzono		

Załącznik Nr 1

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD – Korzystanie)

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w punktach od 1.2. do 6.9. dotyczą potencjalnych jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.
- 1.2. Operator systemu dystrybucyjnego określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny, o której mowa w punktach: II.1.2. i II.1.7 niniejszej IRiESD korzystanie..
- 1.3. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla operatora systemu dystrybucyjnego.
- 1.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. Operator systemu dystrybucyjnego decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- 1.5. Moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 91z 128
Zatwierdzono		

- 2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.
- 2.2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3. Operator systemu dystrybucyjnego koordynuje pracę łączników, o którym mowa w p.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- 2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
- 2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA

- 3.1. Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe, zgodnie z zapisami części ogólnej IRIESD oraz punktami od 3.2 do 3.17 niniejszego załącznika.
- 3.2. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w p.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej.
- 3.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości.
- 3.5. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed:

IRIESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 92z 128
Zatwierdzono		

- obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.6. Operator systemu dystrybucyjnego decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- 3.7. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:
- a) łącznik określony w p.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w p.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.8. Operator systemu dystrybucyjnego ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.9. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- 3.10. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN bez możliwości pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe mogą być zawarte w zestawie zabezpieczeń podstawowych generatora. Natomiast dla jednostek wytwórczych z możliwością pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe powinny stanowić oddzielny zestaw zabezpieczeń.
- 3.11. Dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- 3.12. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 93z 128
Zatwierdzono		

- 3.13. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.14. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - załączać elektrownię samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- 3.15. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu dystrybucyjnego.
- 3.16. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest elektrownia wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa elektrowni powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia stacji,
 - załączać elektrownię samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- 3.17. Operator systemu dystrybucyjnego może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 94z 128
Zatwierdzono		

zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.

- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy $95 \div 105$ % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w p. 5.4.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 95z 128
Zatwierdzono		

- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$
- 5.5. Operator systemu dystrybucyjnego może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w p. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z operatorem systemu dystrybucyjnego.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w p. od 6.2 do 6.9.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,2 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień 5% napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- 6.4. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy w elektrowni wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 6.5. Zawartość poszczególnych harmonicznnych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać odpowiednio:
- a) 1,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 96z 128
Zatwierdzono		

- b) 2,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
- c) 3,5 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- a) 2 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV i wyższym niż 30 kV,
- b) 4,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
- c) 6,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.7. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{20}$$

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci

- 6.8. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $Plt \leq 0,6$

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 97z 128
Zatwierdzono		

za wyjątkiem elektrowni wiatrowych dla których współczynnik Plt określono w pkt. 7.7.2.

- 6.9. Wymaganie określone w p. 6.8 jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} * 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} * 100\% < \frac{3\%}{k}$$

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie

mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą

k – współczynnik wynoszący:

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 98z 128
Zatwierdzono		

1 – dla generatorów synchronicznych

2 – dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % 105 % ich

prędkości synchronicznej,

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA ELEKTROWNI WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

- 7.1.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.
- 7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w punkcie 7 obowiązują elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.
- 7.1.3. Elektrownie wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESD są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania punktu 7 tylko w przypadku modernizacji elektrowni wiatrowej. Elektrownie wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci uzgodnią z operatorem systemu dystrybucyjnego zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESD w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESD.
- 7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:

a) regulacja mocy czynnej,

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 99z 128
Zatwierdzono		

- b) praca przy różnym napięciu i częstotliwości,
- c) załączanie do pracy i wyłączenie z sieci,
- d) regulacja napięcia i mocy biernej,
- e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
- f) dotrzymywanie standardów jakości energii,
- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
- h) monitoring i systemy telekomunikacji,
- i) testy sprawdzające.

7.1.5. Operator systemu dystrybucyjnego ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci.

7.1.6. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.

7.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określane przez operatora systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.

7.1.8. Operator systemu dystrybucyjnego może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy.

7.2. Moc czynna elektrowni wiatrowej

7.2.1. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.

7.2.2. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2s.

7.2.3. Operator systemu dystrybucyjnego, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela elektrowni wiatrowej o

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 100z 128
Zatwierdzono		

konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.

7.2.4. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. Operator systemu dystrybucyjnego określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:

- a) Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
- b) Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
- c) Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
- d) Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
- e) Przy $f < 47,5$ Hz elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
- f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
- g) Przy $f > 51,5$ Hz elektrownię wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

7.3.2. Elektrownia wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w p.7.3.1.a) i p.7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w zakresie $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.

7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podane powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia mniejszym niż 5%/min.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 101z 128
Zatwierdzono		

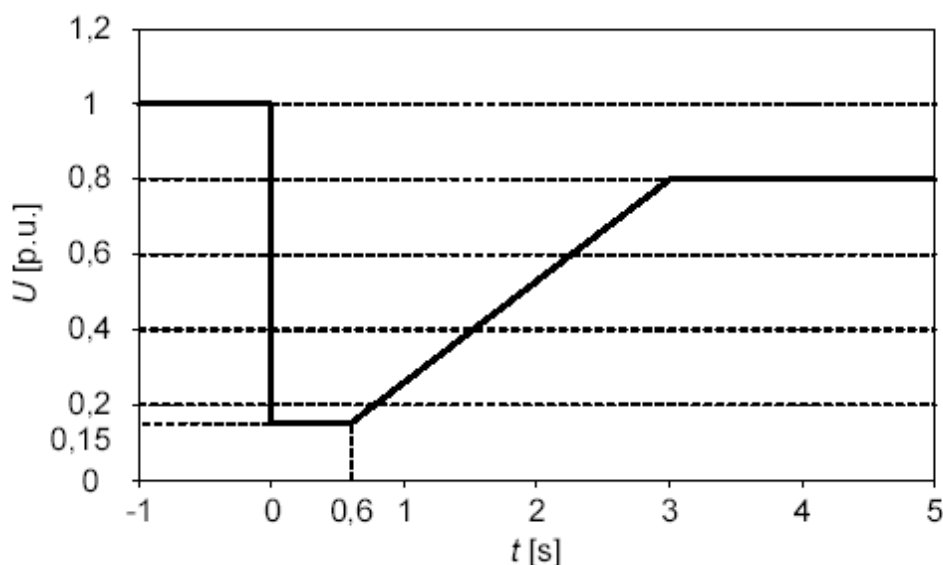
- 7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.
- 7.3.5. Elektrownie wiatrowe o mocy znamionowej 50 MW i większej powinny być przystosowane do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia farmy wiatrowej.
- 7.3.6. Operator systemu dystrybucyjnego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego określa w warunkach przyłączenia do sieci farmy wiatrowej o mocy znamionowej 50 MW i większej warunki udziału tej farmy w regulacji częstotliwości i wymagane parametry regulacji.
- 7.3.7. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej operator systemu może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w punktach od 7.3.1. do 7.3.6.
- 7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych
- 7.4.1. Elektrownia wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej
- 7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 7.5.3. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.
- 7.5.4. Dla elektrowni wiatrowych o mocy znamionowej, w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem elektrowni i mocą bierną z zachowaniem możliwości

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 102z 128
Zatwierdzono		

współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

7.6. Praca elektrowni wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

7.6.1. Elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci zamkniętej powinny być przystosowane do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci skutkujących obniżką napięcia w punkcie przyłączenia do sieci. Krzywa przedstawiona na rysunku poniżej przedstawia obszar, powyżej którego jednostki wytwórcze elektrowni wiatrowej nie mogą być wyłączane.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy elektrowni wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci

7.6.2. W niektórych lokalizacjach, operator systemu dystrybucyjnego może wymagać by elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa operator systemu w warunkach przyłączenia do sieci.

7.6.3. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, operator systemu dystrybucyjnego określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 103z 128
Zatwierdzono		

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek.

7.7.2. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:

$P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,

$P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.

7.7.3. Elektrownie wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 4% dla sieci SN.

7.7.4. Dla elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci SN podane w punktach od 7.7.1. do 7.7.3. wymagania dotyczące jakości energii powinny być spełnione w okresie każdego tygodnia, przez 95% czasu tygodnia.

7.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

7.8.1. Właściciel elektrowni wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących elektrownię przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.

7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń elektrowni wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.

7.8.3. Nastawy zabezpieczeń elektrowni wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni wiatrowej.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 104z 128
Zatwierdzono		

- 7.8.4. Zwarcia wewnątrz elektrowni wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej elektrowni.
- 7.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:
- kompletności zabezpieczeń,
 - poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,
 - koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego. Wyniki analiz należy przekazać operatorowi systemu dystrybucyjnego.
- 7.9. Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu
- 7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest elektrownia wiatrowa, musi mieć zapewnioną dostępność sygnałów pomiarowych i parametrów rejestrowanych, wg zasad uzgodnionych z tym operatorem.
- 7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu pomiarów wielkości analogowych z elektrowni wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
- mocy czynnej,
 - mocy biernej,
 - napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
 - średniej dla elektrowni prędkości wiatru.
- 7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
- aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - stan układu regulacji częstotliwości dla elektrowni wiatrowych o mocy 50MW i większej,
 - inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 7.9.4. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 105z 128
Zatwierdzono		

przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.

7.9.5. Operator systemu określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.

7.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i operatorem systemu dystrybucyjnego, określa operator systemu na etapie projektowania.

7.10. Testy sprawdzające

7.10.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie.

7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej przedstawia odpowiedniemu operatorowi systemu zakres i program testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Proces uzgodnień planu testów powinien być zakończony na miesiąc przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.

7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:

- a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
- b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
- c) odstawiania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągana jest moc znamionowa,
- d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
- e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
- f) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.

7.10.4. Operator systemu wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 106z 128
Zatwierdzono		

- 7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest operatorowi systemu dystrybucyjnego w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 107z 128
Zatwierdzono		

Załącznik Nr 2

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Karta aktualizacji Nr

1. Data wejścia w życie aktualizacji:.....

2. Imię i nazwisko osoby przeprowadzającej aktualizację:

3. Przyczyna aktualizacji:

.....

.....

.....

.....

.....

4. Numery punktów podlegających aktualizacji (zakres aktualizacji):

.....

.....

5. Nowe brzmienie punktów Instrukcji:

Nr punktu	Aktualna treść
6. Podpis osoby zatwierdzającej kartę aktualizacji w imieniu	

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 108z 128
Zatwierdzono		

operatora systemu
dystrybucyjnego:

Załącznik Nr 3

do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

ZASADY DOKONYWANIA OGLEDZIN, PRZEGLĄDÓW, OCENY STANU TECHNICZNEGO, ORAZ KONSERWACJI I REMONTÓW URZĄDZEŃ, INSTALACJI ORAZ SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 109z 128
Zatwierdzono		

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 110z 128
Zatwierdzono		

ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
1.	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji uziemień przewodów odgromowych oraz odgromników i iskierników	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu linii do eksploatacji	Po wykonaniu naprawy uziemień, nie rzadziej niż raz na 10 lat
		Pomiar rezystancji uziemień ochronnych słupów lub napięć rażenia		
		Pomiar prądów ziemnozwarciowych	W celu wprowadzenia ewentualnych korekt nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych	
2.	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110kV z izolacją papierową	Pomiar rezystancji żył	Zgodna z danymi wytwórcy	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od 1000 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości równej 4,5 krotnemu napięciu znamionowemu fazowemu dla kabli 64/110 kV oraz 4,0 krotnemu napięciu znamionowemu dla kabli 130/220 kV	
		Sprawdzenie układu kontroli ciśnienia oleju	Sprawność działania	Nie rzadziej niż co 2 lata
	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110kV z izolacją polietylenową	Pojemność kabla	Zgodna z dokumentacją techniczną 95% wartości określonej w dokumentacji technicznej	Dla kabli nowych Dla kabli nowych, po wykonaniu naprawy
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji żył roboczych i powrotnych	Zgodna z danymi wytwórcy	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od 1000			
	Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. Napięcie wyprostowane o wartości równej 3,0 U ₀ , gdzie U ₀ - napięcie między żyłą a ziemią		

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 111z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
Cd. 2	Cd. Linie kablowe o napięciu znamionowym 110kV z izolacją polietylenową	Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pojemność kabla	Zgodna z dokumentacją techniczną	Dla kabli nowych
			95% wartości określonej w dokumentacji technicznej	Po wykonaniu naprawy
	Linie kablowe z izolacją papierową o napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C większa od 50 MΩ	
		Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Dla kabli nowych
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
	Linie kablowe z izolacją polietylenową napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C większa od 100 MΩ	
		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 112z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
-----	------------------	---	----------------------	-------------------

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 113z 128
Zatwierdzono		

Cd. 2	Cd Linie kablowe z izolacją polietylenową napięciu znamionowym 1 do 30 kV	Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej. Wartość prądu upływu nie powinna się zwiększać w czasie ostatnich 4 min. próby oraz nie powinna być większa niż 300 μ A/km w poszczególnych żyłach. Dopuszcza się w liniach kablowych o długości ≤ 300 mb prąd upływu o wartości nie większej niż 100 μ A	Dla kabli nowych
			Alternatywnie można wykonać próbę napięciową napięciem wolnozmiennym o częstotliwości 0,1 Hz. Izolacja powinna wytrzymać napięcie 3Uo w czasie 60 min.	
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej	Po wykonaniu naprawy
			Dla kabli o izolacji z PE 1,5 Un dla przypadków uzasadnionych technicznie	
	Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym 6 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1km linii przy $\frac{200}{\sqrt{S}}$	Po wykonaniu naprawy
			Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C większa od 40 M Ω	Dla kabli nowych

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 114z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
Cd. 2	Cd Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym 6 kV	Próba napięciowa izolacji	Izolacja powinna wytrzymać w czasie 20 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.	Dla kabli nowych
			Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.	Po wykonaniu naprawy
			1,5 Un dla przypadków uzasadnionych technicznie	
	Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej	Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV	Dla kabli nowych i po wykonaniu naprawy	
	Linie kablowe o napięciu niższym niż 1 kV	Sprawdzenie ciągłości żył	Brak przerwy w żyłach	Dla kabli nowych i po modernizacji
		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii przy temperaturze 20° C nie mniejsza niż: <ul style="list-style-type: none"> • 75 MΩ w kablu o izolacji gumowej, • 20 MΩ w kablu o izolacji papierowej, • 100 MΩ w kablu o izolacji polietylenowej, • 20 MΩ w kablu o izolacji polwinitowej 	Dla kabli nowych
Rezystancja izolacji przeliczona na 1km linii przy $\frac{100}{\sqrt{S}}$ temperaturze 20° C większa od gdzie S - przekrój żyły kabla w mm ²	Po wykonaniu naprawy			

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 115z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
3.	Wyłączniki z SF 6 o napięciu 110kV	Kontrola ciśnienia gazu oraz wartości zadziałania czujnika ciśnienia Pomiar czasów własnych i jednoczesności. Kontrola szczelności orurowania SF6 Sprawdzenie działania ogrzewania szafy napędu Pozostałe czynności przewidziane w instrukcji fabrycznej producenta	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta i wynikami prób fabrycznych.	Przed uruchomieniem
		Sprawdzenie stanu części metalowych i orurowania SF6 Sprawdzenie połączeń elektrycznych Sprawdzenie działania ogrzewania Sprawdzenie ciśnienia SF6 Sprawdzenie wzrokowe stanu izolatorów porcelanowych Sprawdzenie połączeń śrubowych (tylko podczas pierwszego przeglądu)	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta	Co 1 rok.
		Sprawdzenie działania elektrycznych obwodów sterowania. Pomiar czasów własnych i jednoczesności Pomiar rezystancji torów prądowych. Sprawdzenie jakości gazu SF6 Ocena zużycia styków. Kontrola działania alarmowego przyrządów do kontroli ciśnienia gazu.	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta.	Zgodnie z czasookresem wymaganym przez producenta.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 116z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
Cd 3.	Wyłączniki małoolejowe o napięciu znamionowym 110 kV	Pomiar wytrzymałości dielektrycznej oleju. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej obwodów niskiego napięcia. Sprawdzenie działania wyzwalaczy wtórnych. Pomiar czasów załączania i wyłączenia.	Zgodnie z instrukcją fabryczną producenta.	Przed uruchomieniem.
		Pomiar rezystancji torów prądowych. Pomiar wytrzymałości dielektrycznej oleju. Pomiar rezystancji izolacji doziemnej i międzystykowej. Sprawdzenie i smarowanie elementów napędu.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych.	Co 1 rok.
	Wyłączniki powietrzne o napięciu 110 kV	Pomiar wartości ciśnienia znamionowego powietrza oraz wartości ciśnień działania blokad różnych funkcji wyłącznika. Pomiar czasów załączania, wyłączenia, czasów cykli ZW i WZW Pomiar czasu dopełnienia ubytku powietrza po cyklu WZ. Pomiar rezystancji toru prądowego. Pomiar spadku ciśnienia w obydwu położeniach wyłącznika Z i W.	Zgodnie z instrukcją fabryczną i wynikami prób fabrycznych.	Według wymagań określonych w instrukcji fabrycznej producenta.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 117z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
4.	Połączenia prądowe w rozdzielniach 110 kV	Zaleca się badanie stanu połączeń prądowych metodą termowizyjną	Obciążenie prądowe badanych połączeń nie powinno być mniejsze od 30 % obciążenia znamionowego, temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa o więcej niż 10° C od temperatury przyłączonego przewodu lub szyny.	Nie rzadziej niż co 5 lat
5.	Przekładniki napięciowe i prądowe olejowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych	Nie mniej niż 70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji	Nie rzadziej niż co 5 lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
		Badania oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju – wykonać przy negatywnych wynikach pomiaru rezystancji izolacji	Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA	
6.	Ograniczniki przepięć w stacjach o napięciu 110 kV	Pomiar rezystancji przejścia do sprawdzonego układu uziomowego	Rezystancja przejścia nie większa niż 0,1 Ω	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie liczników zadziałań ograniczników przepięć, których zadziałania są rejestrowane i analizowane	Licznik powinien zadziałać przy impulsie prądowym z kondensatora	Nie rzadziej niż co 5 lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej
		Pomiar rezystancji izolacji w celu wykrycia zawilgoceń wynikających z nieszczelności osłon zewnętrznych ogranicznika – $U_p=2,5$ kV	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż: 10 GΩ dla ograniczników sieci 110 kV 1 GΩ dla ograniczników SN zamontowanych na transformatorach 110/SN	Nie rzadziej niż co 5 lat

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 118z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
7.	Transformatory suche	Pomiar rezystancji izolacji R_{60}	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 35 \text{ M}\Omega$ przy 30°C - dla transformatorów w eksploatacji	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badań w czasie jego prawidłowej eksploatacji, z wyjątkiem transformatorów potrzeb własnych i dławików w stacjach 110/SN – badanie nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora - dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji	
	Transformatory olejowe o mocy 0,02 - 1,6 MVA, transformatory uziemiające oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej	Pomiar rezystancji izolacji R_{60} oraz wskaźników R_{60}/R_{15} .	Rezystancja izolacji $R_{60} > 35 \text{ MA}$ przy temperaturze 30°C . Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,15.	Przed uruchomieniem transformatora, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badań w czasie jego prawidłowej eksploatacji.
		Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni	Zgodnie z danymi w karcie prób - fabrycznej lub poremontowej.	
Badanie oleju w razie uzyskania negatywnych wyników pomiarów rezystancji izolacji.	Zgodnie z obowiązującymi wymogami - rezystywność nie niższa niż $1 \times 10^9 \Omega\text{m}$ przy temperaturze 50°C ; - napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV przy temperaturze otoczenia			
Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA oraz napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	Pomiar rezystancji izolacji oraz wskaźników R_{60}/R_{15}	Rezystancja izolacji przy temperaturze 30°C w układzie doziemnym uzwojeń: o napięciu znamionowym do 40 kV - nie mniejsza niż 75 $\text{M}\Omega$, a o napięciu znamionowym wyższym niż 50 kV - nie mniejsza niż 100 $\text{M}\Omega$. Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami powinna być 5-krotnie wyższa niż w układzie doziemnym. Wskaźnik R_{60}/R_{15} nie mniejszy niż 1,2 w układzie doziemnym i 1,4 w układzie pomiędzy uzwojeniami.	Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 5 lat	

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 119z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania	
Cd 7.	Cd Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA oraz napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	Pomiar rezystancji uzwojeń.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.	Po pierwszym roku eksploatacji, a następnie nie rzadziej niż co 5 lat	
		Pomiar przekładni.	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu transformatora do eksploatacji.		
		Badanie oleju w zakresie:			
		Klarowności,	Klarowny,		
		Zawartości stałych ciał obcych,	Nie zawiera stałych ciał obcych,		
		Napięcia przebicia,	Nie mniejsze niż 40 kV przy temperaturze 20°C,		
8.	Baterie akumulatorów i prostowniki do zasilania baterii	Pomiar pojemności baterii	Nie niższa niż 80% pojemności znamionowej	Co rok	
		Pomiar napięć ogniw	Napięcie ogniwa nie powinno się różnić od wartości średniej napięć więcej niż 0,03V		
		Sprawdzenie połączeń wewnętrzzbateryjnych	Rezystancja łącznika nie powinna być większa od wartości średniej rezystancji łączników o więcej niż 30%		
		Pomiar gęstości elektrolitu	Zgodny z wymaganiami wytwórcy baterii		
		Pomiar rezystancji izolacji doziemnej baterii	Nie mniejszy niż 0,5 kΩ/V i nie mniej niż 10 kΩ dla całej baterii		
		Sprawdzenie współpracy baterii z prostownikiem	Napięcie pracy buforowej zgodne z wymaganiami wytwórcy baterii		
		Pomiar rezystancji izolacji doziemnej obwodów głównych i pomocniczych prostownika	Rezystancja nie mniejsza niż 1 kΩ/V napięcia znamionowego prądu stałego i nie niższa niż 500kΩ		

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 120z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
-----	------------------	---	----------------------	-------------------

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 121z 128
Zatwierdzono		

9.	Baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej	Pomiar pojemności kondensatorów oraz kontrola równomiernego rozkładu pojemności na poszczególne fazy	<p>Różnica pojemności kondensatora w stosunku do wartości znamionowej podawanej przez wytwórcę nie przekracza:</p> <p>3 % dla kondensatorów o napięciu > 1 kV 15 % dla kondensatorów o napięciu < 1 kV</p> <p>Różnica pojemności poszczególnych faz baterii kondensatorów w stosunku do fazy o największej pojemności nie przekracza:</p> <p>5% dla baterii łączonych w gwiazdę 15 % dla baterii łączonych w trójkąt</p>	Po wymianie uszkodzonych ogniw lub po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy baterii
10.	Obwody wtórne układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, z wyjątkiem układów mikroprocesorowych z samokontrolą	Pomiar rezystancji izolacji obwodów w stacjach i rozdzielniach napowietrznych	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ z tym, że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 M	Nie rzadziej niż co rok
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej	
	Obwody wtórne układów pomiarowo - ruchowych	<p>Pomiar rezystancji izolacji</p> <p>Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ</p> <p>Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących</p>	Nie rzadziej niż co 5 lat

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 122z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
Cd 10.	Obwody wtórne układów rejestrujące	Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym	Nie rzadziej niż co 5 lat

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 123z 128
Zatwierdzono		

			skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	
		Sprawdzenie funkcjonalne działania i rejestracji	Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących	
Obwody wtórne układów telemechaniki		Pomiar rezystancji izolacji	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Sprawdzenie wartości nastawionych	Dokładność do 5 % przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 - 1,1 U _{nom}	
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów telemechaniki	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne
Obwody wtórne układów sterowania		Pomiar rezystancji izolacji w stacjach i rozdzielniach napowietrznych podczas sprawdzania typu "pełne" i "skrócone"	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 MΩ, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż 10 MΩ	Nie rzadziej niż co 1 rok
		Sprawdzenie funkcjonalne	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania i sygnalizacji	Nie rzadziej niż raz na rok uznając poprawne zadziałanie za sprawdzenie funkcjonalne

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 124z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
11.	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych	Pomiar rezystancji uziemienia Pomiar napięcia rażenia Sprawdzenie zagrożenia spowodowanego	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia	Nie rzadziej niż co 5 lat oraz po zmianie warunków

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 125z 128
Zatwierdzono		

	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych rozdzielniach o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV	Pomiar rezystancji uziemienia	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	rozdzielni Nie rzadziej niż co 5 lat
12.	Linie o napięciu znamionowym do 1 kV	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	Nie rzadziej niż co 5 lat
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 126z 128
Zatwierdzono		

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania
13.	Instalacje odbiorcze w budynkach, o napięciu znamionowym do 1 kV.	Pomiar napięć i obciążeń	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli	Nie rzadziej niż co 5 lat, w miarę możliwości w

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 127z 128
Zatwierdzono		

			obciążenia
	Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej	Zgodnie z przepisami w sprawie ochrony przeciwporażeniowej	1. Instalacje na otwartym powietrzu albo w pomieszczeniach o wilgotności względnej ok. 100 %, o temperaturze powietrza wyższej od + 35 C lub o wyziewach żrących - nie rzadziej niż raz w roku 2. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach- nie rzadziej niż co 5 lat <u>UWAGA:</u> w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowoprądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji.
	Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych		
	Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej		
	Pomiar rezystancji izolacji przewodów roboczych instalacji	Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu instalacji do eksploatacji	

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
Data: 10 styczeń 2012 r.	Wersja 1.0	Strona 128z 128
Zatwierdzono		