

EnergiaPro S.A.



**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

Tekst jednolity zawierający zmiany wprowadzone:

- kartą aktualizacji 1/2008 z dnia 28.10.2008 roku
- kartą aktualizacji DS/1.7.2/2009 zatwierdzoną decyzją prezesa URE z dnia 15.12.2009 nr DPK-7110-46(6)/2009/MiKo

Instrukcja obowiązuje od 3 lipca 2008 roku

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej składa się z następujących części:

- *Wprowadzenie*
- *Część ogólna*
- *Część szczegółowa – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (zatwierdzona przez Prezesa URE w dniu 21maja 2008 r. wraz z późniejszymi zmianami),*

WPROWADZENIE

EnergiaPro S.A. działa na obszarze 27 429 km², na terenie województw: dolnośląskiego i opolskiego. Swoją działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obsługi Klientów prowadzi w pięciu Oddziałach: Jelenia Góra, Legnica, Opole, Wałbrzych i Wrocław (rys. 1). EnergiaPro S.A. dostarcza energię elektryczną do ponad 1,6 mln odbiorców wykorzystując elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną składającą się z: linii elektroenergetycznych o łącznej długości 68 975 km oraz 19 593 szt. stacji elektroenergetycznych.



Rys. 1. Obszar działania EnergiaPro S.A.

EnergiaPro S.A.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZEŚĆ OGÓLNA

SPIS TREŚCI

I.	POSTANOWIENIA OGÓLNE.....	6
II.	PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH.....	11
	II.1. Zasady przyłączania	11
	II.2. Zasady połączenia	16
	II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej.....	17
III.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH.....	20
	III.1. Postanowienia ogólne	20
	III.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców.....	21
	III.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych	22
	III.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych.....	29
	III.5. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich.....	37
	III.6. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.....	38
	III.7. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki	44
	III.8. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.....	46
IV.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	57
	IV.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji	57
	IV.2. Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	62
V.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	68
	V.1. Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie	68
	V.2. Bezpieczeństwo pracy systemu dystrybucyjnego.....	68
	V.3. Zasady wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.....	70
VI.	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU.....	74
	VI.1. Postanowienia ogólne	74
	VI.2. Dane opisujące stan istniejący	75

VI.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD	77
VI.4. Dane pomiarowe	78
VII. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	80
VII.1. Obowiązki OSD	80
VII.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich OSD.....	81
VII.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej.....	83
VII.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej	84
VII.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej.....	84
VII.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej	85
VII.7. Programy łączeniowe	86
VII.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej	87
VII.9. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi.....	88
VIII. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	89
VIII.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej	89
VIII.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej	91
VIII.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	95

Załącznik nr 1. Wykaz elementów koordynowanej sieci 110 kV oraz jednostek wytwórczych dysponowanych przez OSP.

Załącznik nr 2. Zakres pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonania.

Załącznik nr 3. Skróty, pojęcia i definicje.

Załącznik nr 4. Karty aktualizacji.

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

I.1. EnergiaPro S.A. jako OSD wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.

I.2. EnergiaPro S.A. jako OSD prowadzi ruch, eksploatację i rozwój sieci dystrybucyjnej zgodnie z niniejszą IRiESD.

- I.3. Niniejsza IRiESD uwzględnia w szczególności:
- a) wymagania zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, (Dz. U. z 1997r., nr 54, poz. 348 wraz z późniejszymi zmianami) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi, aktualnymi na dzień wejścia w życie niniejszej instrukcji,
 - b) wymagania zawarte w ustawie Kodeks Pracy (Dz. U. z 1974r., nr 24, poz. 141),
 - c) koncesję EnergiaPro S.A. na przesył i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/19/2698/U/1/98/JK z dnia 16 listopada 1998 r. wraz z późniejszymi decyzjami i postanowieniem zmieniającym,
 - d) decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-34(21)/2698/2007/PKo z 30 czerwca 2007 r. o ustanowieniu EnergiaPro Koncern Energetyczny SA Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego,
 - e) wymagania określone w opracowanej przez OSP Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwanej dalej IRiESP),
 - f) wymagania zawarte w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2000 r. Nr 106, poz. 1126 wraz z późniejszymi zmianami).
- I.4. Dokumentami związanymi z IRiESD są także przyjęte do stosowania przez OSD instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy.
- I.5. Niniejsza IRiESD określa szczegółowe warunki korzystania z sieci dystrybucyjnych przez jej użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności dotyczące:
- 1) przyłączenia urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich,
 - 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
 - 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym uzgadniania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
 - 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym w zakresie koordynowanej sieci 110 kV,
 - 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
 - 6) parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.
- I.6. W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci postanowienia IRiESD dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych za których

ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD, niezależnie od praw własności.

W zakresie sieci o napięciu powyżej 110 kV, będącej własnością OSD, należy stosować stosowne zapisy IRiESP.

I.7. Postanowienia IRiESD obowiązują następujące podmioty:

- 1) OSD,
- 2) wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 3) odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej,
- 4) przedsiębiorstwa obrotu,
- 5) sprzedawców,
- 6) podmioty ubiegające się o przyłączenie (przyłączane) do sieci dystrybucyjnej,
- 7) operatorów handlowych i handlowo-technicznych działających w imieniu podmiotów wymienionych w powyższych podpunktach od 1) do 6).

I.8. Dodatkowo poniższe podmioty obowiązują również postanowienia IRiESP:

- 1) OSD,
- 2) podmioty korzystające z usług świadczonych przez OSP,
- 3) podmioty, do których sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączone są urządzenia, instalacje lub sieci użytkowników systemu i odbiorców,
- 4) podmioty określające warunki przyłączenia i dokonujące przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,
- 5) wytwórców posiadających jednostki wytwórcze, za których dysponowanie mocą, zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne, odpowiada OSP.

I.9. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do niej, OSD jest odpowiedzialny za:

- a) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z OSP, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- b) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- c) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- d) współpracę z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych i przesyłowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,
- e) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,

- f) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z:
- niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu,
 - zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- g) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z OSP elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- h) zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii,
- i) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci,
- j) współpracę z OSP elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii,
- k) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- l) stosowanie się do warunków współpracy z OSP elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- m) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z OSP elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
- n) poświadczanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii elektrycznej i kogeneracji, na podstawie układów pomiarowych zlokalizowanych zgodnie z zapisami wniosku na podstawie którego została udzielona koncesja na Wytwarzanie Energii Elektrycznej.
- I.10. Koordynowanie prowadzenia ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponowanie mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej jest realizowane przez OSP, w sposób zapewniający bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego i równe traktowanie stron.
- I.11. Wykaz jednostek wytwórczych oraz elementów koordynowanej sieci 110 kV,

- o których mowa w punkcie I.10 jest zamieszczony w załączniku nr 1.
- I.12. OSD ponoszą odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.
- I.13. OSP ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań, w tym także działań wynikających z koordynowania prowadzenia ruchu sieci 110 kV oraz dysponowania mocą jednostek wytwórczych o których mowa w punkcie I.10.
- I.14. IRiESD przestaje obowiązywać podmioty z datą łącznego spełnienia następujących dwóch warunków:
- 1) odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej,
 - 2) rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- I.15. OSD udostępnia do wglądu IRiESD w swojej siedzibie oraz zamieszcza ją na swoich stronach internetowych. Udostępnienie IRiESD do wglądu jest bezpłatne, natomiast przekazanie egzemplarza IRiESD zainteresowanym podmiotom odbywa się po kosztach jej powielenia.
- I.16. W zależności od potrzeb OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa.
- I.17. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.18. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:
1. nr karty aktualizacji,
 2. datę wprowadzenia w życie aktualizacji,
 3. liczbę porządkową kolejnych zmian, wraz z jednoznacznym określeniem miejsca zmiany oraz zmienionym tekstem,
 4. podpis osoby zatwierdzającej aktualizację.
- W przypadku rozbieżności pomiędzy dotychczasowymi postanowieniami IRiESD, a zapisami karty aktualizacji, rozstrzygające są postanowienia zawarte w karcie aktualizacji.
- Karty aktualizacji stanowią Załącznik nr 4 do IRiESD.
- I.19. OSD informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu (strony internetowej dostępnej pod adresem www.energiapro.pl), o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

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

II.1. Zasady przyłączania

- II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez OSD, do którego sieci podmiot ubiega się o przyłączenie.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od OSD, wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) złożenie przez podmiot u OSD, kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, zgodnego ze wzorem obowiązującym u danego OSD,
 - 3) wydanie przez OSD warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie do sieci,
 - 4) zawarcie umowy o przyłączenie do sieci,
 - 5) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
 - 6) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
 - 7) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej,
 - 8) przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych lub linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia u OSD, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia OSD. We wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez OSP.
- II.1.5. Przepisy określone w punktach II.1.3. oraz II.1.4. stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączany do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączanego podmiotu.
- II.1.6. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu.
- II.1.7. Do wniosku, o którym mowa w punkcie II.1.3 należy załączyć:
- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,

- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
- c) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych,
- d) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyłączeniem:
 - jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW (w przypadku kiedy wniosek o określenie warunków przyłączenia składa wytwórca),
 - urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW (w przypadku kiedy wniosek o określenie warunków przyłączenia składa odbiorca końcowy),wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do I grupy przyłączeniowej albo podmioty zaliczane do II grupy przyłączeniowej,

oraz inne dokumenty wymienione we wniosku o określenie warunków przyłączenia.

II.1.8. Warunki przyłączenia w zależności od danych prezentowanych we wniosku, o którym mowa w punkcie II.1.3., zawierają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj przyłącza,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy,
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej.

II.1.9. Ponadto warunki przyłączenia, odpowiednio do potrzeb określają w szczególności:

- 1) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości:
 - a) prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,

- b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania.
 - 2) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - 3) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania i nadzoru dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji,
 - f) dostosowania istniejącej sieci do zmienionych warunków pracy,
 - 4) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,
 - 5) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - 6) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.
- II.1.10. Warunki przyłączenia wytwórcy jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w punktach II.1.8. i II.1.9., oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.
- II.1.11. OSD określa warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
 - 2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wytwórcę energii elektrycznej zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV
 - 3) 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV;
 - 4) 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej

- II.1.12. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia. W przypadku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci warunki przyłączenia stanowią załącznik do tej umowy i są ważne do czasu jej zrealizowania.
- II.1.13. OSD może odmówić określenia warunków przyłączenia w przypadku, gdy nie ma możliwości technicznych realizacji przyłączenia lub przyłączenie do sieci dystrybucyjnej jest ekonomicznie nieuzasadnione.
- II.1.14. Wraz z określonymi przez OSD warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.15. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci danego OSD na podstawie opracowywanych przez tego operatora warunków przyłączenia może wpłynąć na warunki pracy sieci innego OSD, operatorzy dokonują między sobą uzgodnień, w zakresie wzajemnego ponoszenia skutków wynikających z przyłączenia do sieci.
- II.1.16. OSD określający warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w punkcie II.1.15.
- II.1.17. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w punkcie II.1.7, wymagają uzgodnienia z OSP w przypadku:
- a) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
 - b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.
- II.1.18. Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo te jest przyłączone.
- II.1.19. Uzgodnienie, o którym mowa w punktach II.1.17 i II.1.18 obejmuje:
- 1) uzgodnienie zakresu i przekazanie wykonanej ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE,
 - 2) uzgodnienie technicznych ustaleń zawartych w warunkach przyłączenia.
- Powyższe uzgodnienia są dokonywane przez operatorów w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia.
- II.1.20. Uzgodnienie, o którym mowa w punkcie II.1.17, w zakresie warunków przyłączenia, jest realizowane po przekazaniu przez OSD do OSP, projektu warunków przyłączenia wraz z dokumentami:
- 1) kopią wniosku podmiotu do OSD o określenie warunków przyłączenia,
 - 2) ekspertyzą wpływu przyłączanych instalacji lub sieci na KSE.
- II.1.21. W okresie ważności warunków przyłączenia, OSD jest zobowiązany do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii elektrycznej.
- II.1.22. Umowa o przyłączenie do sieci stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.

- II.1.23. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie, obliczoną zgodnie z taryfą obowiązującą w dniu podpisania umowy oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 8) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 9) planowane ilości energii elektrycznej odbieranej lub pobieranej,
 - 10) moc przyłączeniową,
 - 11) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 12) okres obowiązywania umowy i warunki jej zmiany oraz rozwiązania,
 - 13) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów.
- II.1.24. 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.
- II.1.25. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w punkcie II.1.24, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.26. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje, sieci i jednostki wytwórcze określa punkt III.
- II.1.27. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 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.1.28. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej, wskazane przez OSD podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują temu operatorowi dane określone w punkcie VI.
- II.1.29. Wytwórcy przyłączani do sieci dystrybucyjnej oraz wytwórcy dokonujący zmian w zakresie mocy, posiadający koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, są zobowiązani do dokonania zgłoszenia wielkości mocy znamionowej, osiągalnej i minimalnej technicznej do centralnego rejestru jednostek wytwórczych,

prowadzonego przez OSP, zgodnie z zapisami IRiESP. Kopie zgłoszeń przesyłane są również do OSD.

II.2. Zasady połączenia

II.2.1. Warunki połączenia koordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych oraz warunki połączenia sieci pomiędzy OSD a operatorem zagranicznym określa umowa, warunki te wymagają uzgodnienia z OSP.

Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niebędącymi operatorami określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tej sieci.

Powyższe uzgodnienia są dokonywane przez operatorów w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących warunków połączenia sieci określonych w umowie.

II.2.2. Umowa, o której mowa w punkcie II.2.1, w zakresie połączenia sieci różnych OSD powinna określać w szczególności:

- 1) strony zawierające umowę,
- 2) przedmiot umowy wynikający z warunków połączenia,
- 3) termin realizacji połączenia,
- 4) wysokość opłaty za połączenie i zasady rozliczeń,
- 5) zakres i sposób wymiany danych i informacji w trakcie realizacji warunków połączenia,
- 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji połączenia,
- 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
- 8) terminy przeprowadzania prób, odbiorów częściowych, prób końcowych i ostatecznego odbioru połączenia,
- 9) miejsce rozgraniczenia praw własności połączonych sieci,
- 10) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
- 11) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania,
- 12) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów.

II.2.3. Warunki połączenia określają w szczególności:

- a) moc przyłączeniową,
- b) miejsca połączenia sieci różnych OSD,
- c) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z połączeniem,

- d) miejsce zainstalowania i rodzaj układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - e) wartości prądów zwarć wielofazowych i jednofazowych doziemnych oraz czasów ich wyłączenia w punktach połączenia sieci u obydwu operatorów,
 - f) miejsce zainstalowania i warunki współpracy automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
 - g) wymagania w zakresie telemechaniki i łączności, w tym transmisji danych pomiarowych,
 - h) miejsce zainstalowania, parametry aparatury oraz warunki współpracy systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - i) podział kompetencji w zakresie nadzoru dyspozytorskiego.
- II.2.4. Informacje, o których mowa w punkcie II.2.2.5), dotyczą w szczególności wpływu połączenia sieci lub zmiany warunków połączenia sieci na pracę sieci innych operatorów. Związane to jest ze zmianą:
- a) przepływów energii elektrycznej na transformatorach i liniach wymiany pomiędzy sieciami różnych operatorów,
 - b) poziomu mocy i prądów zwarciovych,
 - c) pewności dostaw energii elektrycznej,
 - d) sposobu likwidacji przerw i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej.
- II.2.5. Określone w umowie, o której mowa w punkcie II.2.1, próby i odbiory częściowe oraz odbiór końcowy zrealizowanego połączenia przeprowadzane są przy udziale upoważnionych przedstawicieli stron, które zawarły umowę.
- II.2.6. Wyniki prób i odbiorów, o których mowa w punkcie II.2.5, są potwierdzane przez strony w protokołach z przeprowadzenia prób i odbiorów.
- II.3. Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej**
- II.3.1. Zasady odłączania**
- II.3.1.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszym rozdziale obowiązują OSD oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.3.1.2. OSD odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej:
- a) w przypadku złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) w przypadku rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.
- II.3.1.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy

- odłączenie,
- b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.3.1.4. 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 o których mowa w punkcie II.3.1.9.
- II.3.1.5. OSD dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej, uzgadnia z OSD tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.3.1.6. OSD uzgadnia z OSP i sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej ma wpływ na warunki pracy sieci innych operatorów.
- II.3.1.7. OSD uzgadnia z OSP odłączenie podmiotów, o których mowa w punkcie II.1.17.
- II.3.1.8. W niezbędnych przypadkach OSD zapewnia sporządzenie i zatwierdza zgłoszenie obiektu elektroenergetycznego do odłączenia od sieci dystrybucyjnej, określające w szczególności:
- a) miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, których dotyczy odłączenie,
 - b) termin odłączenia,
 - c) dane osoby odpowiedzialnej ze strony OSD za prawidłowe odłączenie podmiotu,
 - d) 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,
 - e) aktualny schemat sieci dystrybucyjnej obejmujący stacje elektroenergetyczne oraz linie, w otoczeniu urządzeń, instalacji i sieci odłączanego podmiotu.
- II.3.1.9. Ponowne przyłączenie podmiotu do sieci dystrybucyjnej odbywa się na zasadach określonych w punkcie II.1.
- II.3.2. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.**
- II.3.2.1. OSD wstrzymuje dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej, bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w punkcie II.1.24, OSD stwierdzi, że:
- a) urządzenia, instalacja lub sieć podmiotu stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,

b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej.

lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy podmiotu przyłączonego na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne,

II.3.2.2. OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej:

a) gdy podmiot przyłączony zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi dystrybucyjne 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,

b) na wniosek sprzedawcy, z tytułu o którym mowa w ust a), na zasadach określonych w ustawie Prawo Energetyczne i Generalnej Umowie o Świadczenie Usług Dystrybucji.

II.3.2.3. OSD bezzwłocznie wznowia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w punkcie II.3.2.1. oraz punkcie II.3.2.2., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania i na wniosek sprzedawcy, gdy to sprzedawca wnioskował o wstrzymanie dostaw energii.

II.3.2.4. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w punkcie II.3.2.1b), może być uzależnione od realizacji zaleceń pokontrolnych.

III. WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

III.1. Postanowienia ogólne

III.1.1. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie dla urządzeń, instalacji i sieci nowobudowanych i modernizowanych, za wyjątkiem wymagań, dla których termin dostosowania został określony (punkty III.3.1.7, III.6.3.13 i III.6.3.20).

Obowiązek dostosowania spoczywa na właścicielu urządzeń, instalacji i sieci.

III.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
- 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

III.1.3. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w punkcie III.1.2., 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.

III.1.4. 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.

III.1.5. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w:

- a) warunkach przyłączenia,
- b) punkcie VIII.2. niniejszej IRiESD „Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej”,

- c) rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
- d) umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) umowie kompleksowej.

III.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców

- III.2.1. Urządzenia przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- III.2.2. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenie podstawowe w strefie podstawowej w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV mają być nie dłuższe niż 150 ms.
- III.2.3. Czas wyłączenia zwarć w urządzeniach przyłączonych do sieci 110 kV przez zabezpieczenie rezerwowe ma być nie dłuższy niż ustalony przez OSD.
- III.2.4. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN.
- III.2.5. Nastawienia automatyk i układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej urządzeń i instalacji podmiotów przyłączanych do sieci 110 kV muszą być skoordynowane i liczone przez OSP.
- Nastawienia automatyk i zabezpieczeń urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej muszą być skoordynowane z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej.
- OSD 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.
- III.2.6. Urządzenia pierwotne przyłączone bezpośrednio do sieci 110 kV, powinny być wyposażone w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Czasy likwidacji zwarć przez układy rezerwy lokalnej nie mogą przekraczać 500 ms.
- III.2.7. Nowo budowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV należy wyposażyć w niezależne układy zabezpieczenia szyn zbiorczych.
- W stacjach uproszczonych 110 kV typu „H” dopuszcza się możliwość rozwiązania zabezpieczenia szyn zbiorczych w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.
- III.2.8. Transformatory przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, poprzez które zasilane są urządzenia, instalacje i sieci odbiorców, powinny być:
- 1) wyposażone w regulację zaczepową działającą pod obciążeniem,
 - 2) przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.
- III.2.9. Uzwojenia transformatorów o napięciu znamionowym 110 kV powinny być połączone w gwiazdę z punktem neutralnym, przystosowanym do uziemienia lub odziemienia.

- III.2.10. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV należy przyłączać urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu.
- III.2.11. Jeżeli do instalacji odbiorcy przyłączonej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV przyłączane są jednostki wytwórcze, powinny one spełniać wymagania techniczne, o których mowa w punkcie III.3.

III.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

III.3.1. Postanowienia ogólne

- III.3.1.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP.
- III.3.1.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych innych niż określone w punkcie III.3.1.1 są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a OSD, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszej instrukcji.
- III.3.1.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w punkcie III.3.1.2 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.
- III.3.1.4. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe w jednostkach wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej jak i w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu miejsca przyłączenia urządzeń i instalacji wytwórczych powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms.
- III.3.1.5. Czasy wyłączania zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe w jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz w urządzeniach i instalacjach sieci dystrybucyjnej w otoczeniu węzła przyłączenia jednostek wytwórczych nie powinny być dłuższe niż 500 ms.

- III.3.1.6. Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez OSD z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych.
- III.3.1.7. Wymagania zawarte w punktach od III.3.1.8 do III.3.6.9 dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Dla istniejących jednostek wytwórczych nie spełniających przedmiotowych wymagań technicznych ustala się okres dostosowawczy na ich spełnienie obowiązujący do końca 2010 r.
- III.3.1.8. OSD 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. Zakres ekspertyzy wykonywanej i dostarczanej przez wytwórcę wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia, wymaga wcześniejszego uzgodnienia z OSD.
- III.3.1.9. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla OSD.
- III.3.1.10. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. OSD decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
- III.3.1.11. Moc zwarciowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej.
- III.3.1.12. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

III.3.2. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych

- III.3.2.1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
- a) łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.
- III.3.2.2. 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.
- III.3.2.3. OSD koordynuje pracę łączników, o którym mowa w punkcie III.3.2.1. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- III.3.2.4. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.

- III.3.2.5. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.
- III.3.2.6. Jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w synchronizatory umożliwiające synchroniczne łączenie z siecią.
- III.3.2.7. W przypadku przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych OSD decyduje o konieczności instalowania synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.
- III.3.2.8. Sposób przyłączenia sieci wytwórcy powinien zapewniać możliwość jej zdalnego odłączenia podczas lokalizacji uszkodzenia w sieci elektroenergetycznej.

III.3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych

- III.3.3.1. Zabezpieczenia podstawowe jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w punkcie III.3.2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- III.3.3.2. 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.
- III.3.3.3. 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.
- III.3.3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- III.3.3.5. OSD decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej.
- III.3.3.6. 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 punkcie III.3.2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - b) łącznik określony w punkcie III.3.2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- III.3.3.7. OSD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych, w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- III.3.3.8. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście

napięcia międzyfazowego musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.

- III.3.3.9. 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.
- III.3.3.10. Dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku przyłączania jednostek wytwórczych do sieci nN zastosowane zabezpieczenie od przetężeń w obwodach fazowych winno zapewniać ochronę od zwarć z ziemią. Natomiast zabezpieczenie przed wzrostem napięcia wielkości pomiarowe winno pobierać z zacisków generatora.
- III.3.3.11. 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.
- III.3.3.12. Farmy wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączenia farmy po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- III.3.3.13. W przypadku zwarcia w linii, do której przyłączona jest farma wiatrowa automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od czasu działania istniejącego zabezpieczenia linii,
 - załączać farmę samoczynnie po czasie nie krótszym niż 30 s, liczonym od zakończenia udanego cyklu SPZ.
- III.3.3.14. W przypadku zwarcia w farmie wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSD.
- III.3.3.15. W przypadku zadziałania SZR w stacji, do której przyłączona jest farma wiatrowa, automatyka zabezpieczeniowa farmy powinna:
- wyłączać ją w czasie krótszym od nastawionego w stacji czasu działania SZR,
 - załączać farmę samoczynnie po czasie 30 s, liczonym od zakończenia cyklu SZR.
- III.3.3.16. OSD może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.

III.3.4. Kompensacja mocy biernej jednostek wytwórczych

- III.3.4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa OSD w warunkach przyłączenia.
- III.3.4.2. 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 farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- III.3.4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- III.3.4.4. 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.
- III.3.4.5. 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.

III.3.5. Załączanie jednostek wytwórczych

- III.3.5.1. 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.
- III.3.5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w punkcie III.3.5.4.
- III.3.5.3. 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.

- III.3.5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
 - b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
 - c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$,
- III.3.5.5. OSD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w punkcie III.3.5.4.
- III.3.5.6. 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.
- III.3.5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z OSD.

III.3.6. Częstotliwość i napięcie jednostek wytwórczych

- III.3.6.1. 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 punktach od III.3.6.2 do III.3.6.9.
- III.3.6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,2 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- III.3.6.3. 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 odchyłeń $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).
- III.3.6.4. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy w farmy wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- III.3.6.5. Zawartość poszczególnych harmonicznym odniesionych do harmonicznym 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,
 - 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.
- III.3.6.6. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmonicznym, 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.

III.3.6.7. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z przekształtnikami, w których nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

III.3.6.8. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $P_{lt} \leq 0,6$ za wyjątkiem farm wiatrowych dla których współczynnik P_{lt} określono w punkcie III.4.7.2.

III.3.6.9. Wymaganie określone w punkcie III.3.6.8 jest również spełnione w przypadkach, gdy:

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

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

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

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

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

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

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 - dla generatorów synchronicznych,

2 - dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r - dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na

obroty jako silnik,

8 - dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

III.4. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych

III.4.1. Postanowienia ogólne

- III.4.1.1. Wymagania techniczne oraz zalecenia dla farm wiatrowych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV są określone przez OSP w IRiESP.
- III.4.1.2. Farmy wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESP.
- III.4.1.3. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia większej niż 50 MW stosuje się także do farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej i niższej niż 50 MW, w przypadku gdy suma mocy znamionowych farm wiatrowych przyłączonych:
- 1) do jednej rozdzielni o napięciu znamionowym 110 kV poprzez transformatory 110/SN przekracza 50 MW,
 - 2) do linii promieniowej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przekracza 50 MW,
 - 3) do ciągu liniowego o napięciu znamionowym 110 kV łączącego co najmniej dwie stacje elektroenergetyczne przekracza 50 MW.
- III.4.1.4. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w punkcie III.4. obowiązują farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej. Część wymagań dotyczy tylko farm wiatrowych przyłączanych do sieci o napięciu 110 kV.
- III.4.1.5. Farmy wiatrowe które w dniu wejścia w życie niniejszej IRiESP są przyłączone do sieci lub mają podpisane umowy o przyłączenie do sieci, obowiązane są wypełnić wymagania punktu III.4. tylko w przypadku modernizacji farmy wiatrowej. Farmy wiatrowe posiadające ważne warunki przyłączenia do sieci uzgodnią z OSD zakres i harmonogram dostosowania się do wymagań określonych w IRiESP w terminie 6 miesięcy od daty wejścia w życie niniejszej IRiESP.
- III.4.1.6. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
 - 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) dotrzymanie standardów jakości energii,

- g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - h) monitoring i systemy telekomunikacji,
 - i) testy sprawdzające.
- III.4.1.7. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w zabezpieczenia chroniące ją przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym, pracy asynchronicznej tej farmy i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych. Nastawy tych zabezpieczeń powinny uwzględniać wymagania dla pracy farmy wiatrowej w warunkach zakłóceńowych określone w instrukcji.
- III.4.1.8. OSD ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że farma wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej oraz - dla farm przyłączanych do sieci 110 kV - symulacje komputerowe, na akceptowanym przez odpowiedniego operatora modelu systemu, pokazujące reakcję farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe.
- III.4.1.9. W przypadku, gdy dwie lub więcej farm wiatrowych przyłączanych jest do szyn zbiorczych tej samej rozdzielni 110 kV przez wydzielone transformatory 110 kV/SN, należy traktować te farmy jako pojedynczą farmę wiatrową z miejscem przyłączenia na napięciu 110 kV z punktu widzenia wymogów niniejszej IRiESD.
- III.4.1.10. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- III.4.1.11. Szczegółowe wymagania dla każdej farmy wiatrowej są określane przez OSD w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy farmy wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- III.4.1.12. OSD może w warunkach przyłączenia określić dla farmy wiatrowej wymóg przystosowania farmy do automatycznej regulacji mocy.

III.4.2. Moc czynna farmy wiatrowej

- III.4.2.1. Farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający pracę w następujących reżimach:
- a) praca bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych,
 - b) praca interwencyjna według wymagań odpowiedniego operatora systemu, w sytuacjach zakłóceń i zagrożeń w pracy systemu elektroenergetycznego,
 - c) udział w regulacji częstotliwości (dotyczy farm wiatrowych o mocy znamionowej 50 MW i większej),
 - d) z ograniczeniami mocy generowanej do wielkości określonej w ekspertyzie lub umowie.

- III.4.2.2. W normalnych warunkach pracy systemu i farmy wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez farmę wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- III.4.2.3. W normalnych warunkach pracy farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej za okres 15 minut nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.
- III.4.2.4. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez farmy wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości, lub w sytuacji, gdy operator systemu poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie farmy wiatrowej
- III.4.2.5. Układ regulacji mocy poszczególnych jednostek wytwórczych powinien zapewnić zmniejszenie mocy do co najmniej 20% mocy znamionowej w czasie mniejszym od 2s.
- III.4.2.6. Operator systemu ma prawo ograniczyć czasowo moc farmy wiatrowej przyłączonej do sieci 110 kV, do wartości nie mniejszej niż 5% mocy znamionowej tej farmy wiatrowej. Ograniczenie mocy może być zadawane przez sygnał zewnętrzny w MW lub % aktualnej mocy farmy wiatrowej, lub też w postaci zależności od częstotliwości i/lub napięcia sieci. Algorytm regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej musi być dostosowany do realizacji tego wymagania. Szybkość zmniejszania mocy w celu osiągnięcia zadanej wartości powinna wynosić co najmniej 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę.
- III.4.2.7. OSD, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela farmy wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac remontowych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- III.4.2.8. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego odpowiedni operator systemu, może polecić całkowite wyłączenie farmy wiatrowej. OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania farmy wiatrowej do zdalnego wyłączenia.

III.4.3. Praca farmy wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- III.4.3.1. Farma wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz farma 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 farma 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 farmę wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
- f) Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz farma 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 farmę wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.

III.4.3.2. Farma wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w punkcie III.4.3.1.a) i punkcie III.4.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w następującym zakresie:

- a) $105 \text{ kV} \div 123 \text{ kV}$ – dla sieci 110 kV,
- b) $\pm 10 \% U_n$ – dla sieci SN.

III.4.3.3. 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.

III.4.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy zwwyżce częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w farmy wiatrowej.

III.4.3.5. Farmy 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.

III.4.3.6. OSD w uzgodnieniu z OSP 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.

III.4.3.7. 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 III.4.3.1. do III.4.3.6.

III.4.4. Załączanie i wyłączanie farm wiatrowych

III.4.4.1. Farma 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.

III.4.4.2. Gradient przyrostu mocy farmy wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w punkcie III.4.2.3., również podczas ponownego uruchamiania tej farmy po zmniejszeniu prędkości wiatru poniżej wartości granicznej, wymagającej wyłączenia farmy wiatrowej.

III.4.4.3. Algorytm uruchamiania farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.

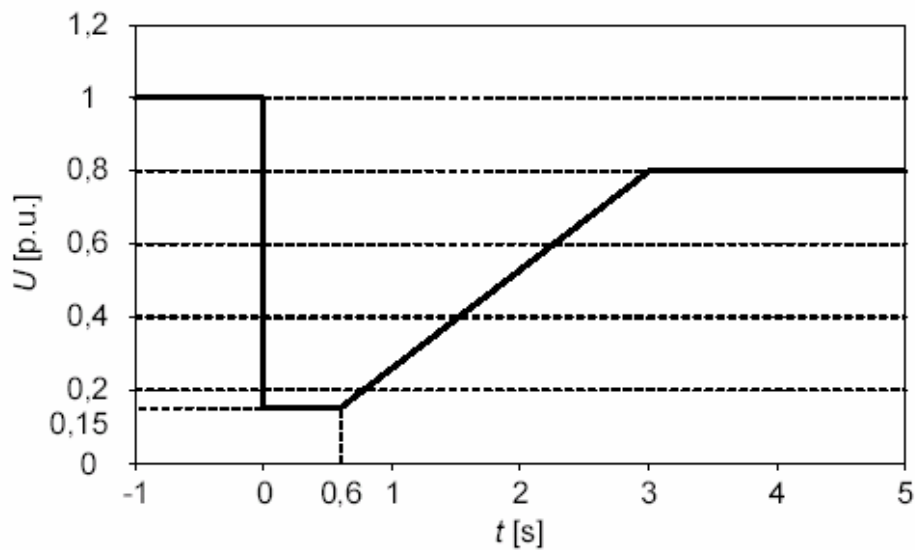
- III.4.4.4. W przypadku farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV OSD musi być poinformowany z 15 minutowym wyprzedzeniem o planowanym uruchomieniu farmy wiatrowej, po postoju dłuższym niż 1 minuta spowodowanym wyłączeniem awaryjnym lub przekroczeniem granicznej prędkości wiatru. Powiadomienie nie jest konieczne jeżeli prognozowane na najbliższą godzinę obciążenie farmy wiatrowej nie przekroczy 5 MW, lub jeżeli uruchomienie następuje wskutek wzrostu prędkości wiatru ponad wartość minimalną, niezbędną dla wytwarzania mocy.
- III.4.4.5. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii w farmie wiatrowej redukcja mocy farmy wiatrowej powinna być realizowana w miarę możliwości zgodnie ze zdefiniowanym w punkcie III.4.2.3. gradientem zmiany mocy czynnej.

III.4.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- III.4.5.1. Wyposażenie farmy 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.
- III.4.5.2. Farma wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. OSD w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- III.4.5.3. Podczas produkcji mocy czynnej farma wiatrowa przyłączona do sieci 110 kV musi mieć możliwość pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia do sieci w granicach od 0,975 (indukcyjny) do 0,975 (pojemnościowy), w pełnym zakresie obciążenia farmy.
- III.4.5.4. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia farmy 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. Dla farm wiatrowych przyłączanych do sieci 110 kV zmiana zakresu regulacji powinna odbywać się w sposób zdalny.
- III.4.5.5. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej, w miejscu przyłączenia, równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej, w tym także z istniejącymi układami regulacji napięcia na stacji ARST.

III.4.6. Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- III.4.6.1. Farmy 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 farmy wiatrowej nie mogą być wyłączone.



Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy wiatrowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci.

- III.4.6.2. W niektórych lokalizacjach, OSD może wymagać by farmy wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa operator systemu w warunkach przyłączenia do sieci.
- III.4.6.3. Wymagania w zakresie pracy farmy wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, OSD określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc farmy wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej farmy wiatrowej na system.
- III.4.6.4. Podczas zakłóceń skutkujących zmianami napięcia farma wiatrowa przyłączana do sieci 110 kV nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia.
- III.4.6.5. W farmie wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV powinny być zainstalowane rejestratory przebiegów zakłóceń. Rejestratory powinny zapewniać rejestrację przebiegów przez 10 s przed zakłóceniem i 60 s po zakłóceniu oraz:
- rejestrować w każdym polu sygnały analogowe – 3 napięcia i 3 prądy fazowe, napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$ oraz napięcia prądu stałego zasilającego aparaturę w polu,
 - rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatów na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ oraz położenie biegunów aparatury łączeniowej.

III.4.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- III.4.7.1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy 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.

- III.4.7.2. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV oraz SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
- a) $P_{st} < 0,35$ dla sieci 110 kV i $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - b) $P_{lt} < 0,25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- III.4.7.3. Farmy wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmonicznymi napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 0,7% dla sieci 110 kV oraz 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmonicznymi THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 2,0% dla sieci 110 kV oraz 4% dla sieci SN.
- III.4.7.4. Dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV podane w punktach od III.4.7.1. do III.4.7.3. wymagania dotyczące jakości energii powinny być spełnione w okresie każdego tygodnia, przez 99% czasu tygodnia, a dla farm przyłączonych do sieci SN przez 95% czasu tygodnia.
- III.4.7.5. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci powyżej 1 kV powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii, z którego dane powinny być przesyłane do OSD.
- III.4.7.6. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- III.4.7.7. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez farmę wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

III.4.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- III.4.8.1. Właściciel farmy wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących farmę przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej farmy oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- III.4.8.2. Nastawienia zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- III.4.8.3. Nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej farmie wiatrowej.
- III.4.8.4. Zwarcia wewnątrz farmy wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej farmy.
- III.4.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego farmy wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:
- a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni farmy wiatrowej,

- c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego.
- Wyniki analiz należy przekazać OSD.

III.4.9. Monitoring i komunikacja farmy wiatrowej z operatorem systemu

- III.4.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi mieć zapewnioną dostępność sygnałów pomiarowych i parametrów rejestrowanych, wg zasad uzgodnionych z tym operatorem.
- III.4.9.2. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu pomiarów wielkości analogowych z farmy wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:
 - a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) średniej dla farmy prędkości wiatru.
- III.4.9.3. Minimalny zakres udostępnianych operatorowi systemu danych dwustanowych obejmuje:
 - a) aktualny stan jednostek wytwórczych farmy, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) stan układu regulacji częstotliwości dla farm wiatrowych o mocy 50MW i większej,
 - c) inne dane mogące skutkować wyłączeniem farmy wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- III.4.9.4. Jako standardowe wyposażenie farmy wiatrowej przyłączanej na napięcie 110 kV powinien być stosowany system monitorowania w czasie rzeczywistym stanu i parametrów pracy, z zapewnieniem przesyłu danych do operatorów systemu.
- III.4.9.5. Właściciel farmy wiatrowej przyłączanej do sieci 110 kV zapewni dostarczanie operatorowi systemu prognozy średniej godzinnej mocy farmy wiatrowej z co najmniej 24 godzinnym wyprzedzeniem i aktualizacją prognozy co 6 godzin. Sposób realizacji tego obowiązku definiuje się w warunkach przyłączenia i uzgadnia na etapie projektu.
- III.4.9.6. Właściciel farmy wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia farmy wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem farmy wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- III.4.9.7. Operator systemu określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej farmy wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- III.4.9.8. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy farmą wiatrową i OSD, określa operator systemu na etapie projektowania.

III.4.10. Testy sprawdzające

- III.4.10.1. Farmy wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy farmy, testów sprawdzających spełnienie wymagań określonych dla danej farmy wiatrowej. Sposób przeprowadzenia testów farmy wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie.
- III.4.10.2. Właściciel farmy wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia farmy 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 farmy wiatrowej.
- III.4.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:
- a) charakterystyki mocy farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - b) uruchomienia farmy wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
 - c) odstawiania farmy 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 farmy wiatrowej na jakość energii,
 - g) regulacji mocy biernej oraz pracy farmy wiatrowej przy określonym w punkcie III.4.5.3. współczynniku mocy.
- III.4.10.4. Operator systemu wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie farmy wiatrowej i przeprowadzenie testów.
- III.4.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest OSD w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.

III.5. Wymagania techniczne dla połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich

- III.5.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- III.5.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w punkcie II.1. IRiESD.
- III.5.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w punkcie III.5.2.
- III.5.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze winny spełniać wymagania techniczne określone w punkcie III.2. oraz III.3. IRiESD.

- III.5.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami punktu III.8. IRiESD.
- III.5.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- III.5.7. 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.
- III.5.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej.

III.6. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

III.6.1. Postanowienia ogólne

- III.6.1.1. Wymagania i zalecenia dotyczące układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- III.6.1.2. Poszczególne elementy sieci dystrybucyjnej (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, transformatory, dławiki łączniki szyn i szyny zbiorcze) powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące zwane dalej „układami i urządzeniami EAZ”, niezbędne do:
- 1) samoczynnej selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych,
 - 2) regulacji rozpliwów mocy biernej i poziomów napięcia,
 - 3) prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 110 kV, z użyciem środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacyjnych,
 - 4) odtwarzania przebiegu zakłóceń z użyciem rejestratorów zakłóceń i zdarzeń.
- III.6.1.3. Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz zakłócenia w pracy jednostek wytwórczych, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak:
- 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe,
 - 2) zwarcia metaliczne i wysokooporowe,
 - 3) zwarcia przemijające i trwałe,
 - 4) zwarcia rozwijające się,
 - 5) praca niepełnofazowa i asymetria,
 - 6) przeciążenia elementów sieci,
 - 7) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach,
 - 8) nieprawidłowe działanie wyłącznika,
 - 9) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych,

10) zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego.

III.6.1.4. Ogólne wymagania techniczne dla układów i urządzeń EAZ podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:

- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów,
- 2) nastawienia automatów i układów EAZ, urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 110 kV muszą być skoordynowane i liczone przez operatora sieci przesyłowej,
- 3) poszczególne elementy sieci 110 kV powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne urządzenia zabezpieczeniowe,
- 4) dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie urządzeń EAZ,
- 5) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
- 6) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów urządzeń EAZ powinny być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi,
- 7) dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom EAZ zasadne jest stosowanie urządzeń z układami ciągłej kontroli, testowania,
- 8) zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzepięciowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienie przejrzystej architektury obwodów wtórnych,
- 9) wyposażenie urządzeń EAZ podstawowych w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

III.6.1.5. Wymagania techniczne dla układów EAZ w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń powinny dotyczyć:

- 1) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci,
- 2) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń,
- 3) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i elektrownianych,
- 4) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych,
- 5) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.

III.6.2. Zabezpieczenia i automatyka linii 110 kV

III.6.2.1. Zabezpieczenia i automatykę linii 110 kV należy dostosować do sposobu pracy

i parametrów linii.

III.6.2.2. Linie o napięciu 110 kV pracujące w układzie pierścieniowym wyposaża się w:

- a) zabezpieczenie podstawowe odcinkowe lub odległościowe. W przypadku linii kablowych lub napowietrznych krótkich (tj. o długości do 4 km) zaleca się stosować zabezpieczenia odcinkowe,
- b) zabezpieczenie rezerwowe odległościowe lub reagujące na zwarcie z ziemią. W przypadku, gdy zabezpieczenie odcinkowe jest zabezpieczeniem podstawowym, jako rezerwowe należy stosować zabezpieczenie odległościowe,
- c) urządzenia automatyki 3 fazowej SPZ (dla linii napowietrznych), kable linii kablowych nowobudowanych lub kablowanych odcinków linii napowietrznych należy dostosować do pracy z czynną automatyką 3-fazową SPZ,
- d) w uzasadnionych przypadkach urządzenia synchronizacji np. w węzłach sieci połączonych liniami 110 kV bezpośrednio z elektrowniami,

III.6.2.3. Linie o napięciu 110 kV pracujące w układzie promieniowym wyposaża się w:

- a) zabezpieczenia podstawowe – odległościowe lub nadprądowe oraz rezerwowe reagujące na zwarcia z ziemią,
- b) urządzenia automatyki 3 faz SPZ(dla linii napowietrznych).

III.6.2.4. Linie blokowe powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące (wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego):

- a) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3 fazowe,
- b) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- c) elementy układów automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy oraz przeciążeniom elementów sieci (APKO), jeśli są wymagane,
- d) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

III.6.3. Zabezpieczenia i automatyka transformatorów mocy 110 kV/SN

III.6.3.1. Transformatory mocy dwu i wielouzwojeniowe 110 kV/SN powinny być wyposażone w następujące układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące:

- a) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze (zwarciovo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA - różnicowe),
- b) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo - zwłoczne,
- c) każda strona transformatora winna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po stronie WN),
- d) zaleca się, aby każda ze stron SN transformatora była wyposażona w

- zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach SN,
- e) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów,
 - f) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.
- III.6.3.2. Automatyczna regulacja napięcia transformatora winna realizować następujące funkcje:
- a) utrzymanie zadanego poziomu napięcia na szynach rozdzielni SN poprzez sterowanie napędem przełącznika zaczepów,
 - b) kontrola prawidłowości utrzymania napięcia w ramach dopuszczalnego zakresu.
- III.6.3.3. Pola łączników szyn rozdzielni 110 kV wyposażone w wyłącznik mocy należy wyposażyć w następujące układy EAZ:
- a) jedno zabezpieczenie podstawowe, pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3 fazowe własnego wyłącznika,
 - b) w przypadku gdy pole łącznika szyn przeznaczone jest do zastępowania pól linii 110 kV należy wyposażyć je w zestaw zabezpieczeń i automatyk umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia tych pól.
- III.6.3.4. Dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i transformatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizacji. Wymaganie to stosuje się do pola łącznika szyn zbiorczych służącego do zastępowania tych pól.
- III.6.3.5. Szyny zbiorcze rozdzielni 110 kV, należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający selektywne wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem, a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.
- III.6.3.6. Wszystkie rozdzielnie 110 kV systemu dystrybucyjnego należy wyposażać w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych, przy czym za zgodą OSP dopuszcza się stosowanie układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej zintegrowanych z zabezpieczeniem szyn zbiorczych. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn powinno być dokonane sterowanie uzupełniające przez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik. Ponadto:
- a) do kontroli wyłączenia się wyłącznika powinno być stosowane kryterium prądowe lub wyłącznikowe, przy wykorzystaniu styków sygnałowych wyłącznika, a w uzasadnionych przypadkach oba te kryteria,
 - b) wyłączenie odpowiedniego systemu szyn, powinno być poprzedzone sterowaniem uzupełniającym poprzez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nastąpiło nieprawidłowe działanie wyłącznika.
- III.6.3.7. Wszystkie rozdzielnie 110 kV systemu dystrybucyjnego należy wyposażać w zależności od układu pracy rozdzielni, w układy zdalnego rezerwowania wyłączników – w przypadku działania EAZ szyn zbiorczych. Układy te winny

działać gdy nie działa wyłącznik w polu linii blokowej – przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia lub sygnał odwzbudzenia generatora – gdy nie ma wyłącznika generatorowego.

Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny także, gdy nie zadziała dowolny wyłącznik wyłączany przez układy i urządzenia EAZ szyn zbiorczych, zrealizować próbę bezzwłocznego powtórnego wyłączenia uszkodzonego wyłącznika.

- III.6.3.8. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki prądowe:
- 1) wolno stojące lub kombinowane, pięciordzeniowe zainstalowane w polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w których rdzenie 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi klasy 5P20 o mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ,
 - 2) zainstalowane w przepustach transformatorów - przewiduje się wykorzystywanie dla układów i urządzeń EAZ nie mniej niż dwóch rdzeni o odpowiednich parametrach,
 - 3) zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy transformatorów.
- III.6.3.9. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki napięciowe: wolno stojące lub kombinowane, cztero lub trzyuzwojeniowe zainstalowane w polach elementów sieci dystrybucyjnej 110 kV, w których dwa uzwojenia są uzwojeniami zabezpieczeniowymi klasy 3P, przy czym jedno z nich jest uzwojeniem dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Uzwojenia te winny być o mocy odpowiedniej dla zasilanych obwodów, układów i urządzeń EAZ.
- III.6.3.10. Odłączniki powinny być wyposażone w komplet zestyków, w liczbie i konfiguracji dostosowanej do potrzeb układów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Dotyczy to zarówno urządzeń czynnych, jak i nowo projektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowo projektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD.
- III.6.3.11. Urządzenia, układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy powinny posiadać certyfikaty jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci dystrybucyjnej 110 kV. Dotyczy to w szczególności:
- 1) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich,
 - 2) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze,
 - 3) aktualnego certyfikatu dopuszczającego do stosowania w sieci.
- III.6.3.12. Łąca w układach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej powinny zapewnić realizację podstawowych funkcji zabezpieczeniowych. Należy dla realizacji tego celu stosować dedykowane łącze o parametrach wymaganych dla danego typu zabezpieczeń. W swojej konstrukcji, zasadach działania i sposobach eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii elektroenergetycznych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń.

- III.6.3.13. Rejestratory zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz wyłączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielniach sieci dystrybucyjnej zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie, spełniające wymagania podane w punkcie II.B.3.7.22. IRiESP. Ustala się okres dostosowawczy na spełnienie przedmiotowych wymagań technicznych do końca 2015 r.
W nowobudowanych i modernizowanych obiektach, w niezależny system rejestracji należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV (dopuszcza się stosowanie zabezpieczeń wyposażonych w wewnętrzne układy rejestracji zakłóceń).
- III.6.3.14. Linie SN wyposaża się w:
- zabezpieczenia od zwarć wielofazowych działające na wyłączenie wyłącznika w polu danej linii,
 - zabezpieczenia od zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci uziemionej przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączania pod warunkiem nie przekraczaniu maksymalnych prądów zwarcia doziemnego,
 - pola linii napowietrznych i napowietrzno – kablowych SN powinny być wyposażone w układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania.
- III.6.3.15. Transformatory olejowe SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w następujące układy automatyki zabezpieczeniowej:
- zabezpieczenie reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze (zabezpieczenie różnicowe dla transformatorów powyżej 5 MVA lub zwarciowo – prądowe bezzwłoczne) działające na wyłączenie,
 - zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie,
 - zabezpieczenia fabryczne transformatora,
 - układ sygnalizujący przeciążenie transformatora.
- III.6.3.16. Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:
- zabezpieczenie rezerwujące działanie zabezpieczeń nadprądowych w polach odpływowych,
 - zabezpieczenie zwarciooprądowe działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie,
 - w sieci z rezystorem wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub dedykowany impuls wyłączający od transformatora uziemiającego.
- III.6.3.17. Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110/SN powinny być wyposażone w sygnalizację:
- zaniku napięcia na szynach SN,
 - zwarcia doziemnego w zasilanej sieci SN,

oraz rejestratory parametrów jakości energii elektrycznej.

- III.6.3.18. Pola SN baterii kondensatorów wyposaża się w następujące zabezpieczenia:
- a) nadprądowe od przeciążeń i zwarć zewnętrznych działające na wyłączenie baterii,
 - b) od zwarć wewnętrznych działające na wyłączenie baterii.
- III.6.3.19. Dobór zabezpieczeń dla ochrony transformatorów potrzeb własnych zależy od mocy transformatora oraz sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN i jest ściśle związany z pracującymi na danej rozdzielni zabezpieczeniami ziemnozwarciowymi. Każdy transformator potrzeb własnych powinien być zabezpieczony przed skutkami zwarć wewnętrznych i zewnętrznych.
- III.6.3.20. Pola linii odpływowych rozdzielni SN w stacjach 110/SN powinny być wyposażone w układy umożliwiające realizację zadań automatyki SCO i automatyki SPZ po SCO z możliwością ich zablokowania. Przekazniki realizujące funkcję SCO powinny spełniać wymagania podane w punkcie II.B.3.7.23. IRiESP. Ustala się okres dostosowawczy na spełnienie przedmiotowych wymagań technicznych do końca 2010 r.
- III.6.3.21. Rozdzielnia SN w stacjach 110/SN posiadająca przynajmniej dwa zasilania powinna być wyposażona w automatykę SZR.
- III.6.3.22. OSD określa indywidualnie rodzaj lub warunki współpracy automatyk i zabezpieczeń oraz środków ochrony przeciwporażeniowej stosowanych przez odbiorców przyłączonych do sieci SN i nN, przy wydawaniu warunków przyłączania oraz zmianie warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

III.7. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki

- III.7.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- III.7.2. Wszystkie stacje o górnym napięciu 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania umożliwiające zdalne prowadzenie ruchu stacji przez właściwe służby dyspozytorskie.
- OSD w ramach aktualizacji warunków przyłączenia może zobowiązać podmiot przyłączony do uruchomienia telemechaniki obiektowej.
- III.7.3. Ogólne wymagania stawiane dyspozytorskiemu i stacijnemu 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 jakościowe i konfiguracyjne oraz zawierać oznaczenia i kolorystykę zgodnie z dyspozytorskim SSiN,
 - b) Przesyłanie danych telemechanicznych z obiektowego systemu sterowania i nadzoru (SSiN) do centrów nadzoru powinno odbywać się 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 sterowania i nadzoru w dyspozycjach winne być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
- e) Należy dążyć do tego, aby 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 OSD,
- g) Należy dążyć do tego, aby czas reakcji całego systemu nadzoru (stacyjnego i nadrzędnego) nie przekraczał kilku sekund, a rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.

III.7.4. Rozdzielnie 110kV powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

- a) Telesterowanie:
 - sterowanie wszystkimi łącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych,
 - zdalne kasowanie sygnalizacji.
- b) Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników (dwubitowo),
 - stanu automatyk stacyjnych (dwubitowo),
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizacją zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - 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,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

III.7.5. Rozdzielnie 110kV podmiotów zewnętrznych powinny retransmitować do dyspozycji prowadzącej ruch tej sieci co najmniej następujące informacje:

- a) sygnalizację położenia wszystkich łączników na rozdzielni 110kV,

- b) zbiorczą sygnalizację awaryjną,
- c) zbiorczą sygnalizację zadziałania zabezpieczeń,
- d) pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór) oraz prądu w poszczególnych polach odpiływowych rozdzielni 110 kV, a także napięcia na poszczególnych układach szyn.

III.7.6. Rozdzielnie SN w stacjach 110/SN, a także ważne ruchowo rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:

a) Telesterowanie:

- sterowanie wszystkimi łącznikami,
- sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych,
- zdalne kasowanie sygnalizacji.

b) Telesygnalizację:

- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uzienników (dwubitowo),
- stanu automatyk stacyjnych (dwubitowo),
- sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
- sygnalizacją zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
- 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,
- sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
- sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.

c) Telemetrię:

- pomiar prądu w poszczególnych polach,
- pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

III.7.7. Urządzenia telemechaniki stacyjnej winny być wyposażone w co najmniej dwa porty komunikacyjne do transmisji danych.

III.7.8. Urządzenia telekomunikacyjne oraz telemechaniki stacyjnej powinny posiadać zasilanie ze źródeł odpornych na awarie zasilania podstawowego zapewniające ciągłość pracy w okresie co najmniej 8 godzin od zaniku zasilania podstawowego.

III.8. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

III.8.1. Postanowienia ogólne

III.8.1.1. 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 skorzystają z prawa wyboru sprzedawcy, w zakresie rodzaju liczników i transmisji danych pomiarowych.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych spoczywa na ich właścicielu.

III.8.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać zatwierdzenie typu, legalizację, certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację zgodną z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność działania (świadectwo wzorcowania – licznik, protokół lub świadectwo badania kontrolnego – przekładnik). Ww. badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników) nie powinien przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

III.8.1.3. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych i 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 protokółów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Ww. urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.

III.8.1.4. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

III.8.1.5. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:

- 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 innych lokalizacjach, niż podane w punktach a) i b), w miejscach określonych w warunkach przyłączenia lub umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej
- d) 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,

Za zgodą OSD, w uzasadnionych przypadkach, dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy znamionowej transformatora do 630 kVA włącznie.

- III.8.1.6. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określone jest w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej. W miarę możliwości technicznych, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny być instalowane na granicy własności urządzeń obu stron.
- III.8.1.7. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, 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.
- III.8.1.8. OSD wraz z OSP uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do Operatora Systemu Przesyłowego i ich zabezpieczenia przed utratą danych.
- III.8.1.9. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standardy protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- III.8.1.10. Układy transmisyjne typu „**on line**” muszą umożliwiać automatyczny odczyt danych poprzez LSPR OSD, bez ograniczeń czasowych, dedykowanym dla LSPR kanałem o przepustowości co najmniej 4800 bitów/sek, za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
- III.8.1.11 Układy transmisyjne „**off-line**” są to pozostałe układy transmisji, umożliwiające automatyczny odczyt zdalny danych poprzez LSPR OSD za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- Niezależnie od trybu w jakim układy pomiarowe są odczytywane, powinny umożliwiać lokalny odczyt urządzeń w przypadku uszkodzenia torów transmisyjnych.
- III.8.1.12. OSD dopuszcza stosowanie systemów informatycznych do przekazywania danych. Muszą one udostępniać lub przekazywać dane pomiarowo-rozliczeniowe w sposób pozwalający automatycznie pozyskiwać je do LSPR nie rzadziej niż raz na dobę.
- W celu kontroli poprawności działania systemu, właściciel układu pomiarowego oprócz udostępniania danych poprzez system informatyczny, umożliwi dostęp do urządzeń pomiarowych w trybie uzgodnionym z OSD.

III.8.1.13. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

- a) kat. A1 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci 30 MVA i wyższej,
- b) kat. A2 -układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA,
- c) kat. A3 - układy pomiarowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV i wyższym, dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia, instalacji lub sieci mniejszej niż 1 MVA,
- d) kat. B1 - 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 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 GWh,
- e) 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 mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i mniejszym niż 200 GWh,
- f) 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 mniejszej niż 5 MW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i mniejszym niż 30 GWh,
- g) 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 mniejszej niż 40 kW i mniejszej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i mniejszym niż 4 GWh,
- h) kat. B5 – układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- i) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej mniejszym niż 200 MWh,
- j) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh.

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

III.8.1.14. 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 mierzonej w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,

- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających 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 C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

III.8.1.15. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- a) dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
- b) dla kategorii: B1 i B2 – 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.

III.8.1.16. Moc umowna dla każdego z przyłączy musi się mieścić w zakresie mocy optymalnej, ze względu na własności metrologiczne zainstalowanych przekładników prądowych i liczników energii elektrycznej uwzględnieniem charakterystyki poboru mocy przez odbiorcę.

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.

III.8.1.17. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.

III.8.1.18. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych istniejących powinien być ≤ 10 , zaś w nowobudowanych układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych ≤ 5 .

III.8.1.19. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.

III.8.1.20. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w punkcie III.8.1.13., dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa

- na właścicielu układu pomiarowego.
- III.8.1.21. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej).
- III.8.1.22. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- III.8.1.23. 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.
- III.8.1.24. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego na swój koszt i swoim staraniem demontuje wskazany element układu pomiarowego w obecności przedstawiciela drugiej Strony umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej w terminie do 7-miu dni od dnia zgłoszenia żądania.
- III.8.1.25. 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.
- III.8.1.26. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- III.8.1.27. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- III.8.1.28. Jeżeli OSD nie jest właścicielem układu pomiarowego, OSD 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 punkcie III.8.1.29.
- III.8.1.29. 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 ma obowiązek umożliwić przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- III.8.1.30. Koszt ekspertyzy, o której mowa w punkcie III.8.1.29. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- III.8.1.31. Na czas niesprawności elementu układu pomiarowego, właściciel układu pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres trwania niesprawności elementu układu pomiarowego, OSD może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej instrukcji.

- III.8.1.32. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w punktach III.8.1.26. i III.8.1.30., a 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.
- III.8.1.33 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.
- III.8.1.34. 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 demontażu.

III.8.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. A

- III.8.2.1 Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A1 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności nie gorszej niż 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.
- III.8.2.2. Układy pomiarowo-rozliczeniowe kategorii A2 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.
- III.8.2.3. Układy pomiarowo - rozliczeniowe kategorii A3 powinny spełniać następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
 - c) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z LSPR OSD.
- III.8.2.4. Dla układów pomiarowych kategorii A1 i A2 wymaga się stosowania równoważnych układów pomiarowych: pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego i pomiarowo - rozliczeniowego rezerwowego, przy czym:
- a) w układach pomiarowych kategorii A1 zasilanie układu podstawowego

i rezerwowego odbywa się z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz oba układy spełniają wymagania określone w punkcie III.8.2.1.,

- b) w układach pomiarowych kategorii A2 spełnione są wymagania określone w punkcie III.8.2.2.

III.8.2.5. Ponadto układy pomiarowe kategorii A1, A2, A3 powinny:

- a) posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz układy podtrzymania zasilania źródłami zewnętrznymi,
- b) umożliwiać automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego, rejestrację i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej 15 minutowej przez co najmniej 63 dni,
- c) umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

III.8.2.6. Transmisja danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych kategorii A1, A2, i A3 powinna być realizowana w trybie „on line”.

III.8.2.7. Kanały telekomunikacyjne do realizacji transmisji danych z układu podstawowego i rezerwowego powinny posiadać pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych – dwa niezależne tory transmisji.

III.8.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B

III.8.3.1. Dla układów pomiarowych kategorii B1, o których mowa w punkcie III.8.1.13. powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego, zasilanych z przekładników prądowych i napięciowych, przy czym dopuszcza się stosowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
- 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 dokładności 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 (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
- g) układ pomiarowo-rozliczeniowy powinien umożliwiać transmisję danych w trybie „on-line”,
- h) układ pomiarowo-kontrolny powinien umożliwiać transmisję danych w trybie „off-line”,
- i) dla układu pomiarowo-rozliczeniowego wymagana jest rezerwowa droga

transmisji danych pomiarowych.

- III.8.3.2. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układ 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 (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych w trybie „off line”, jednak nie rzadziej niż raz na dobę,
 - h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układów pomiarowych w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- III.8.3.3. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) 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,
 - b) 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,
 - 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 (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych w trybie „off line”, jednak nie rzadziej niż raz na dobę,
 - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układów pomiarowych w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- III.8.3.4. Dla układów pomiarowych kategorii B4 i B5, powinny być spełnione następujące wymagania:
- 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 (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych w trybie „off line”, jednak nie rzadziej niż raz na dobę,
 - f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

III.8.4. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C

III.8.4.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1, o których mowa w punkcie III.8.1.13. są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej,
- b) w przypadkach zbierania danych na potrzeby tworzenia standardowych profili zużycia, wymaganych względami technicznymi lub wymaganych względami ekonomicznymi, OSD może zdecydować o konieczności instalacji układu pomiarowego umożliwiającego:
 - rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach 15 lub 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe). Układy te powinny automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - transmisję danych pomiarowych energii w trybie „off-line”.

III.8.4.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2, o których mowa w punkcie III.8.1.13. 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 15 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych w trybie „off-line”,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

III.8.5. Wymagania dla układów pomiarowych służących do poświadczania energii z odnawialnych źródeł energii i kogeneracji

III.8.5.1 Sposób i zasady potwierdzania energii z odnawialnych źródeł energii i kogeneracji określone są w Ustawie Prawo energetyczne i w umowie o świadczenie usług dystrybucji.

III.8.5.2 Układy pomiarowe dla źródeł wytwórczych o mocy znamionowej 1 MVA i wyższej powinny składać się z:

- a) przekładników prądowych klasy nie gorszej niż 0,5 oraz przekładników napięciowych klasy dokładności nie gorszej niż 0,5 w pełnym układzie gwiazdowym (jeżeli są wymagane),
- b) liczników elektronicznych jednokierunkowych do pomiaru mocy i energii czynnej klasy dokładności nie gorszej niż 0,5 lub C, posiadających:
 - zapamiętywanie stanu liczydeł energii na koniec okresu rozliczeniowego,
 - pomiar profilu obciążenia,
 - układy zasilania awaryjnego, umożliwiające zdalny odczyt danych również w przypadku braku napięć pomiarowych przez czas min. 8h,
 - układy synchronizacji czasu, synchronizowane z zewnętrznego źródła DCF77 lub GPS, co najmniej raz na dobę,
 - układy umożliwiające zdalną transmisję danych pomiarowych realizowaną w sposób „off-line” do LSPR OSD,
- c) listwy pomiarowo-kontrolnej modułowej w obwodach wtórnych.

III.8.5.3 Układy pomiarowe dla źródeł wytwórczych o mocy znamionowej poniżej 1 MVA powinny składać się z:

- a) przekładników prądowych klasy nie gorszej niż 1 oraz przekładników napięciowych klasy dokładności nie gorszej niż 1 w pełnym układzie gwiazdowym (jeżeli są wymagane),
- b) liczników elektronicznych jednokierunkowych do pomiaru mocy i energii czynnej klasy dokładności nie gorszej niż 1 lub B, posiadających:
 - zapamiętywanie stanu liczydeł energii na koniec okresu rozliczeniowego,
 - pomiar profilu obciążenia,
 - układy zasilania awaryjnego, umożliwiające zdalny odczyt danych również w przypadku braku napięć pomiarowych przez czas min. 8h,
 - układy synchronizacji czasu, synchronizowane z zewnętrznego źródła DCF77 lub GPS, co najmniej raz na dobę,
 - układy umożliwiające zdalną transmisję danych pomiarowych realizowaną w sposób „off-line” do LSPR OSD,
- c) listwy pomiarowo-kontrolnej modułowej w obwodach wtórnych.

III.8.5.4 Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Zasady i standardy techniczne eksploatacji

IV.1.1. Przepisy ogólne

- IV.1.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku bezpieczeństwa oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.
- IV.1.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej obejmują zagadnienia związane z:
- a) przyjmowaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji,
 - b) prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,
 - c) przekazaniem urządzeń do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - d) dokonywaniem uzgodnień z OSP i operatorami systemów dystrybucyjnych przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- IV.1.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji z uwzględnieniem zasad określonych w niniejszej IRiESD.
- IV.1.1.4. 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.1.1.5. 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.1.1.6. Eksploatacja układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych urządzeń elektrycznych sieci dystrybucyjnej powinna być prowadzona zgodnie z zasadami określonymi dla danych urządzeń oraz z uwzględnieniem wymagań niniejszej instrukcji.
- IV.1.1.7. Utrzymanie sieci dystrybucyjnej w należyтым stanie technicznym jest zapewniane między innymi przez poddanie sieci oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym.

IV.1.2. Przyjmowanie urządzeń i instalacji do eksploatacji

- IV.1.2.1. Przyjęcie do eksploatacji nowych urządzeń i instalacji, przebudowanych i po remoncie następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełniania przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje warunków zawartych w punktach II.1., II.2. oraz III, 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.1.2.2. 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 modernizacji, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.
- IV.1.2.3. Specjalne procedury, o których mowa w punkcie IV.1.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, OSD i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- IV.1.2.4. Właściciel urządzeń w uzgodnieniu z OSD dokonuje odbioru urządzeń i instalacji oraz sporządza protokół stwierdzający spełnianie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia i instalacje wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
- IV.1.2.5. Przyjęcie do eksploatacji (rozumianej wg uregulowań ustawy Prawo ochrony środowiska jako użytkowanie i utrzymywanie w sprawności) od odbiorcy lub wytwórcy w drodze tytułu prawnego, urządzenia elektroenergetycznego które zawiera olej elektroizolacyjny, następuje po dokonaniu badania próbki oleju na zawartość PCB metodą chromatografii gazowej, o ile urządzenie to znajduje się na liście urządzeń mogących zawierać PCB, ogłoszonej w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie określenia urządzeń, w których mogły być wykorzystywane substancje stwarzające szczególne zagrożenie dla środowiska (Dz.U.02.173.1416) lub urządzenie to było poddane ostatniemu remontowi/naprawie powiązanemu z wymianą/uzupełnieniem oleju przed rokiem 1990.
Badania nie przeprowadza się, jeśli właściciel (dotychczasowy właściciel) udokumentuje wykonanie takiego badania wspomnianą metodą i udostępni jego wyniki.
W przypadku przejmowanych kondensatorów należy dokonać przeglądu, o którym mowa w przywołanym rozporządzeniu, w celu stwierdzenia lub wykluczenia zawartości PCB w przejmowanych typach kondensatorów.

IV.1.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji

- IV.1.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- IV.1.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z właściwym OSD.

IV.1.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z OSP i operatorami systemów dystrybucyjnych

- IV.1.4.1. Wszystkie prace wykonywane w sieciach dystrybucyjnych są prowadzone w uzgodnieniu z OSD odpowiedzialnym za prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej, w której mają być wykonane prace eksploatacyjne.

- IV.1.4.2. W przypadku powierzenia prowadzenia eksploatacji urządzeń innemu podmiotowi szczegółowe zasady i terminy dokonywania uzgodnień prac eksploatacyjnych z OSD reguluje umowa.
- IV.1.4.3. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z IRiESP.
- IV.1.4.4. OSD dokonuje niezbędnych uzgodnień planowanych prac eksploatacyjnych w zakresie, w jakim mogą one mieć wpływ na pracę sieci, której ruch prowadzą inni operatorzy.

IV.1.5. Dokumentacja techniczna i prawna

- IV.1.5.1. 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.
- IV.1.5.2. 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.1.5.3. 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) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,

- j) wykaz osób upoważnionych do realizacji operacji ruchowych,
- k) karty przełączeń,
- l) ewidencję założonych uziemień,
- m) programy łączeniowe.

IV.1.5.4. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń 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.1.5.5. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:

- 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.1.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych

IV.1.6.1. OSD, w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

IV.1.6.2. W przypadku powierzenia OSD prowadzenia eksploatacji przez właściciela urządzeń zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

IV.1.7. Ochrona środowiska naturalnego

- IV.1.7.1. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.
- IV.1.7.2. OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują środki techniczne i organizacyjne wpływające na ograniczenie zagrożenia środowiska naturalnego wywołanego pracą urządzeń elektrycznych.
- IV.1.7.3. Właściciel urządzenia lub obiektu, bądź władający nimi na podstawie posiadanego tytułu prawnego, jest zobowiązany do przestrzegania zasad ochrony środowiska przy wykorzystywaniu substancji stwarzających zagrożenie dla środowiska, stosowanych w obiektach i urządzeniach sieci dystrybucyjnej, a także podczas gospodarowania ich odpadami. Podmiot ten zapewnia zgodną z regulacjami dotyczącymi ochrony przyrody i środowiska wycinkę drzew, krzewów i gałęzi wokół obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej, a także dokłada starań związanych z należyтым zabezpieczeniem już istniejących lub powstających gniazd bocianich zlokalizowanych na elementach sieci (montaż platform i przeniesienie gniazd w okresie niekolidującym z gniazdowaniem ptaków).
- IV.1.7.4. Dokumentacja eksploatacyjna oraz projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

IV.1.8. Ochrona przeciwpożarowa

- IV.1.8.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- IV.1.8.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

IV.1.9. Planowanie prac eksploatacyjnych

- IV.1.9.1. OSD opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej obejmujące:
- a) oględziny, przeglądy oraz pomiary i próby eksploatacyjne,
 - b) konserwacje,
 - c) prace planowane przez podmioty zaliczane do I, II, III i VI grupy przyłączeniowej, o ile mogą one mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- IV.1.9.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych OSD zapewnia realizację doraźnych prac eksploatacyjnych, mających na celu naprawę szkód zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu urządzeń, instalacji, sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska naturalnego.
- IV.1.9.3. Podmioty zaliczane do I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej przyłączone do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, uzgadniają z OSD prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć wpływ na ruch i eksploatację sieci

dystrybucyjnej.

- IV.1.9.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej ustalonego przez OSD w rozdziale VII.6.
- IV.1.9.5. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej przekazują do OSD zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w rozdziale VII.6.

IV.1.10. Warunki bezpiecznego wykonywania prac

- IV.1.10.1. OSD opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.1.10.2. 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.2. Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów

IV.2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

- IV.2.1.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- IV.2.1.2. Oględziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym 110 kV są przeprowadzane nie rzadziej niż raz w roku. Oględziny linii napowietrznych o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV są przeprowadzane nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- IV.2.1.3. Podczas przeprowadzania oględzin linii napowietrznych sprawdza się w szczególności:
 - a) stan konstrukcji wsporczych, fundamentów i izbic,
 - b) stan przewodów i ich osprzętu,
 - c) stan podwieszanej linii światłowodowej wraz z osprzętem lub innych systemów łączności montowanych na linii,
 - d) stan łączników, ochrony przeciwprzepięciowej i przeciwporażeniowej,
 - e) stan odcinków kablowych sprawdzanej linii napowietrznej,
 - f) stan izolacji linii,
 - g) stan napisów: informacyjnych i ostrzegawczych oraz zgodność oznaczeń z dokumentacją techniczną,

- h) stan instalacji oświetleniowej i jej elementów,
- i) zachowanie prawidłowej odległości przewodów od ziemi, zarośli, gałęzi drzew oraz od obiektów znajdujących się w pobliżu linii,
- j) zachowanie prawidłowej odległości od składowisk materiałów łatwo zapalnych,
- k) wpływ na konstrukcje linii działania wód lub osiadania gruntu,
- l) istotne zmiany w otoczeniu mające wpływ na istniejącą infrastrukturę sieci.

IV.2.1.4. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane:

- a) nie rzadziej niż raz w roku, dla kabli o napięciu znamionowym 110 kV w zakresie określonym w punkcie IV.2.1.5.,
- b) nie rzadziej niż raz na 5 lat, dla kabli o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV w zakresie widocznych elementów linii kablowej.

IV.2.1.5. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych 110 kV sprawdza się w szczególności:

- a) stan oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
- b) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
- c) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
- d) stan głowic kablowych,
- e) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
- f) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
- g) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych i sprzętu pożarniczego,
- h) czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla,
- i) istotne zmiany w otoczeniu mające wpływ na istniejącą infrastrukturę sieci.

IV.2.1.6. Oględziny stacji przeprowadza się w terminach:

- a) stacji o napięciu znamionowym 110 kV ze stałą obsługą: w skróconym zakresie – raz na zmianę, w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na kwartał,
- b) stacji o napięciu znamionowym 110 kV bez stałej obsługi: w skróconym zakresie – raz na miesiąc, w pełnym zakresie – nie rzadziej niż raz na kwartał,
- c) stacji o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV – nie rzadziej niż raz na 2 lata,
- d) stacji SN/SN i SN/nN wyposażonych w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN – w skróconym zakresie – raz na kwartał, pełnym zakresie nie rzadziej niż raz w roku.

IV.2.1.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
- b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
- c) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
- d) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
- e) stan techniczny transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,
- f) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemechaniki,
- g) działanie rejestratorów zakłóceń,
- h) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
- i) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- j) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- k) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- l) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- m) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- n) metodą „na słuch” poziomu emitowanego hałasu w stacjach zlokalizowanych w bliskim sąsiedztwie zabudowy mieszkaniowej,
- o) istotne zmiany w otoczeniu mające wpływ na istniejącą infrastrukturę sieci.

IV.2.1.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
- b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
- d) zgodność układu połączeń stacji z ustalonym w układzie pracy,
- e) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych,
- g) stan baterii kondensatorów,
- h) poziom gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- i) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- j) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przełączników zaczepów i układów automatyki łączeniowej,
- k) stan dróg, przejść, pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do

pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,

- l) stan fundamentów, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- m) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- n) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- o) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- p) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- q) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego,
- r) istotne zmiany w otoczeniu mające wpływ na istniejącą infrastrukturę sieci.

IV.2.2. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

IV.2.2.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci, z uwzględnieniem zapisów dotyczących wykonywania pomiarów i prób określonych w załączniku nr 2.

IV.2.2.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w punkcie IV.2.1.3.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
- c) konserwacje i naprawy.

IV.2.2.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w punkcie IV.2.1.5.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
- c) konserwacje i naprawy.

IV.2.2.4. Przegląd urządzeń stacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w punkcie IV.2.1.8.,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
- c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
- d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
- e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,

- i) konserwacje i naprawy.

IV.2.3. Ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej

- IV.2.3.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.
- IV.2.3.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:
 - a) wyniki oględzin, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
 - b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci, o których mowa w punkcie VII.5,
 - c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
 - d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
 - e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
 - f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów konserwacyjnych napraw i remontów,
 - g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
 - h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
 - i) warunki ochrony przeciwporażeniowej,
 - j) warunki ochrony środowiska naturalnego.

IV.2.4. Remonty sieci dystrybucyjnej

- IV.2.4.1. Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

IV.2.5. Oględziny, przeglądy, ocena stanu technicznego i remonty instalacji

- IV.2.5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z załącznikiem nr 2 oraz odrębnymi przepisami.
- IV.2.5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, sprawdzając w szczególności:
 - a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
 - b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
 - c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
 - d) stan ochrony przeciwporażeniowej,
 - e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,

- f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

IV.2.5.3. Przegląd instalacji obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w punkcie IV.2.5.2,
- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w załączniku nr 2,
- c) sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej,
- d) konserwacje i naprawy.

V. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

V.1. Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie

- V.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. W szczególnych przypadkach OSP może ogłosić stan zagrożenia KSE.
- V.1.2. Stan zagrożenia KSE jest ogłaszany w przypadku stwierdzenia realnego niebezpieczeństwa niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W szczególności stan zagrożenia KSE może być spowodowany:
- a) brakiem mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych, pokrywającej zapotrzebowanie energii elektrycznej oraz zapewniającej odpowiedni poziom rezerwy mocy, przy uwzględnieniu salda mocy wymiany międzysystemowej,
 - b) brakiem dyspozycyjności zdolności przesyłowych, zapewniających dotrzymanie parametrów jakościowo-niezawodnościowych w węzłach odbiorczych lub bezpieczne wyprowadzenie mocy z jednostek wytwórczych, zapewniających zrównoważenie bilansu mocy w KSE,
 - c) niedyspozycyjnością systemowej infrastruktury technicznej, wymaganej dla sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym.
- V.1.3. Poprzez ogłoszenie stanu zagrożenia KSE OSP zawiesza realizację (rozliczanie) umów sprzedaży energii elektrycznej zgłoszonych na rynku bilansującym, według normalnych procedur obowiązujących na tym rynku i stosuje procedury awaryjne. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa IRiESP.
- V.1.4. OSP może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w punkcie V.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- V.1.5. W stanie zagrożenia KSE ogłoszonym przez OSP, JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń OSP. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń właściwego OSD. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia stanu zagrożenia KSE bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- V.1.6. OSD wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji stanu zagrożenia KSE, awarii sieciowej lub awarii w systemie.

V.2. Bezpieczeństwo pracy systemu dystrybucyjnego

- V.2.1. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.
- V.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 OSP.

- V.2.3. W przypadku braku umowy, o której mowa w punkcie V.2.2 odpowiedni poziom oraz struktura rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych są zapewniane zgodnie z IRiESP przez OSP.
- V.2.4. OSD opracowuje i aktualizuje:
- a) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym,
 - b) procedury postępowania służb dyspozytorskich w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu.
- V.2.5. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zagrożenia lub awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym lub jego części powinni opracować i je aktualizować:
- a) wytwórcy - w zakresie wynikającym z opracowanych przez operatorów planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do udziału w odbudowie systemu dystrybucyjnego,
 - b) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,
 - c) odbiorcy niebędący odbiorcami końcowymi, jeżeli uczestniczą w odbudowie krajowego systemu dystrybucyjnego lub jego części, po wystąpieniu awarii w tym systemie.
- V.2.6. Procedury, o których mowa w punkcie V.2.5 uzgadnia się z operatorem:
- a) systemu przesyłowego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej i odbiorców, o których mowa w punkcie V.2.5 b),
 - b) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do skoordynowanej sieci 110 kV i odbiorców, o których mowa w punkcie V.2.5 c), których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci skoordynowanej 110 kV; uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia do sieci urządzeń lub instalacji danego odbiorcy,
 - c) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców i odbiorców, o których mowa w punkcie V.2.5 c).
- V.2.7. W przypadku wystąpienia awarii lub zagrożeń, o których mowa w punkcie V.2.4, oraz stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu dystrybucyjnego operator może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci, w trybie określonym w Instrukcji, niezależnie od czasu trwania planowanych lub nieplanowanych przerw, lub wyłączeń awaryjnych.

V.3. Zasady wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej

- V.3.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg następujących trybów:
- a) tryb normalny,
 - b) tryb awaryjny.
- V.3.2. Zagadnienia związane z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu normalnego są regulowane w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne oraz w niniejszym rozdziale, natomiast z wprowadzaniem ograniczeń w dostawie energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są regulowane w niniejszym rozdziale.
- V.3.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane wg trybu normalnego po wyczerpaniu przez OSP i OSD, we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego - przy dołożeniu należytej staranności.
- V.3.4. Zgodnie z delegacją zawartą w ustawie Prawo energetyczne Rada Ministrów w drodze rozporządzenia może wprowadzić na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na czas określony, na terytorium kraju lub jego części, w przypadku możliwości wystąpienia:
- a) zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - b) zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - c) zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych.
- V.3.5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców objętych ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW.
- V.3.6. OSD podejmuje działania niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej i zapobiegania możliwości wystąpienia awarii w sieci, a także ograniczania skutków i czasu trwania takich awarii, przy współpracy z wytwórcami i odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z OSP.
- V.3.7. W ramach działań, o których mowa w punkcie V.3.6, OSD:
- a) opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne,
 - b) stosuje automatykę SCO.
- V.3.8. OSD uzgadniają plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSP.

- V.3.9. Ograniczenia wprowadzane zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej określa się w stopniach zasilania od 11 do 20.
- V.3.10. OSD realizuje w obszarze swojej sieci ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wynikające z decyzji Rady Ministrów.
- V.3.11. Odbiorcy objęci ograniczeniami o mocy umownej powyżej 300 kW, przyłączeni do sieci dystrybucyjnej, przekazują do właściwego OSD informacje dotyczące poboru mocy w przypadku wprowadzania ograniczeń.
- V.3.12. OSD powiadamia odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami przyłączonych do sieci, o przyjętym planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz o jego corocznych aktualizacjach.
- V.3.13. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:
- przygotowanie przez OSD wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSP,
 - powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez OSD, o uzgodnionym pomiędzy Prezesem URE, a OSP planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej co najmniej na 30 dni przed dniem obowiązywania ograniczeń tj. do 1 sierpnia każdego roku.
- V.3.14. Powiadomienie odbiorców o mocy umownej powyżej 300 kW objętych ograniczeniami, o procedurze wprowadzania ograniczeń wg trybu normalnego, o którym mowa w punkcie V.3.1.a), obejmuje następujące informacje:
- sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
 - wielkości dopuszczalnego poboru mocy w poszczególnych okresach i na poszczególnych stopniach zasilania.
- V.3.15. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów OSP 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.
- V.3.16. Zasady i warunki wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wg trybu awaryjnego są określone przez OSP. Ograniczenia wprowadzane w tym trybie realizuje się jako wyłączenie awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie za pomocą automatyki SCO.
- V.3.17. Wyłączenia awaryjne lub katastrofalne odbiorców realizuje się na polecenie OSP.
- Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie OSD

w przypadku zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości wystąpienia lub wystąpienia awarii sieciowej. W takich przypadkach OSD jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP. Załączenia odbiorców, wyłączonych w trybie awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, powinny być dokonywane w porozumieniu z OSP.

- V.3.18. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia, poprzez wyłączenie linii i stacji SN. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Stopnie A1-A9 powinny zapewnić równomierny spadek poboru mocy. Wyłączenie awaryjne w stopniu A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.
- V.3.19. Wyłączenie katastrofalne odbiorcy powinno być zrealizowane w czasie do 30 min., poprzez wyłączenia linii 110 kV i transformatorów 110 kV/SN, od wydania polecenia. Przyjmuje się trójstopniową skalę wyłączeń katastrofalnych od SK1 do SK3. Wyłączenie katastrofalne w skali SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15%.
- V.3.20. Sumaryczne wprowadzenie ograniczeń w trybie awaryjnym w stopniach A9 i SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 30%, niezależnie od ograniczeń wprowadzonych w trybie normalnym.
- V.3.21. OSP w porozumieniu z operatorami systemów dystrybucyjnych ustala wartości obniżenia poboru mocy z sieci przesyłowej przez sieci dystrybucyjne, w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych.
- V.3.22. OSP określa zmiany wartości mocy wyłączanych przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD, w terminach do końca marca każdego roku. Wartości mocy są obliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Powyższe wymagania OSD realizują do 30 września każdego roku.
- V.3.23. OSD jest zobowiązany do niezwłocznego poinformowania OSP o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego zgodnie z ustalonymi przez OSP procedurami informacyjnymi.
- V.3.24. OSD w uzgodnieniu z OSP opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania KSE w zakresie sieci dystrybucyjnej, której pracą kieruje i podmiotów do niej przyłączonych.
- V.3.25. Procedury te obejmują w szczególności:
- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
 - b) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
 - c) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania,
 - d) tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.
- V.3.26. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz stan zagrożenia KSE lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub stanu zagrożenia KSE stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, OSD udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach

przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

- V.3.27. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i stanu zagrożenia KSE dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia awaryjne zgodnie z punktem V.3.16.
- V.3.28. OSD nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanej przez automatykę SCO oraz wyłączeń awaryjnych i katastrofalnych wprowadzanych na polecenie OSP.

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

VI.1. Postanowienia ogólne

- VI.1.1. OSD i podmioty przyłączone i przyłączane prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje niezbędne do prowadzenia eksploatacji i ruchu sieci. Ww. podmioty mogą uzyskać przedmiotowe informacje o sieci dystrybucyjnej w zakresie ograniczonym bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.
- VI.1.2. OSD współpracuje z następującymi krajowymi operatorami:
- a) OSP,
 - b) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - c) operatorami handlowo-technicznymi,
 - d) operatorami handlowymi,
 - e) operatorami pomiarów.
- VI.1.3. Zasady, zakres współpracy OSD z OSP określa oprócz IRiESD również IRiESP.
- VI.1.4. Jednostki wytwórcze oraz farmy wiatrowe przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 5MW i wyższej, przekazują dane do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych prowadzonego przez OSP zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP.
- VI.1.5. Współpraca OSD z operatorami handlowo-technicznymi oraz operatorami handlowymi jest określona w IRiESD, w części szczegółowej IRiESD-Bilansowanie.
- VI.1.6. Operatorzy handlowo-techniczni oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z OSP oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- VI.1.7. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną przekazują OSD prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla swoich odbiorców lub wytwórców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- VI.1.8. Wytwórcy, w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, przekazują do OSD dane niezbędne do opracowania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w punkcie VII.3.1., w zakresie i terminach określonych przez OSD.
- VI.1.9. Odbiorcy przyłączeni do sieci OSD o napięciu powyżej 1 kV oraz wszyscy wytwórcy opracowują instrukcję współpracy, która podlega uzgodnieniu z OSD. Zakres instrukcji oraz formę określa OSD w zależności od potrzeb z uwzględnieniem zapisów zawartych w punkcie VI niniejszej instrukcji.

- VI.1.10 Dane przekazywane do OSD przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej obejmują:
- dane opisujące stan istniejący,
 - dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD,
 - dane pomiarowe.
- VI.2. Dane opisujące stan istniejący**
- VI.2.1. Wymiana informacji obejmuje w zależności od potrzeb:
- informacje niezbędne do sporządzenia schematów sieci dystrybucyjnej,
 - wyniki oględzin, przeglądów i oceny stanu technicznego,
 - wyniki pomiarów i prób eksploatacyjnych,
 - parametry obiektów, urządzeń i sieci zmienione w wyniku podjęcia działań eksploatacyjnych,
 - informacje związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową,
 - imiennie wykazy osób odpowiedzialnych za eksploatację i ruch urządzeń, wraz z danymi teleadresowymi.
- VI.2.2. Informacje zawarte w instrukcji współpracy oraz inne podlegające wymianie zgodnie z niniejszą IRiESD powinny być aktualizowane i przekazywane na bieżąco.
- VI.2.3. OSP, OSD oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują jednolite nazewnictwo i numerację swoich obiektów i urządzeń.
- VI.2.4. Spory wynikające z proponowanego nazewnictwa i numeracji w zakresie sieci dystrybucyjnej 110 kV rozstrzyga OSP, a w zakresie pozostałej sieci dystrybucyjnej spory rozstrzyga OSD.
- VI.2.5. OSD sporządza i aktualizuje schematy sieci dystrybucyjnej.
- VI.2.6. Wytwórcy przekazują do OSD następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:
- schematy główne układów elektrycznych,
 - dane jednostek wytwórczych,
 - dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.
- VI.2.7. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV i SN oraz odbiorcy nN posiadający przyłączone do sieci rezerwowe wytwórcze źródła zasilania, a także inni wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci nN, przekazują do OSD następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:
- dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
 - dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,

- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

VI.2.8. 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 z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
- g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- h) moc bierną kompensującą, moc bierną pojemnościową ze znakiem „+”, moc bierną indukcyjną ze znakiem „-”,
- i) układ normalny pracy.

VI.2.9. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,
- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) susceptancję poprzeczną pojemnościową,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) konduktancję poprzeczną,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

VI.2.10. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

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

VI.2.11. 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,
- 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 podprześciową 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
- s) reaktancję przejściową wstępną $X_{dwtór}$.

VI.2.12. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VI.3. Dane prognozowane dla perspektywy określonej przez OSD

VI.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 wymianie międzysystemowej,
- e) informacje o projektach zarządzania popytem,
- f) inne dane w zakresie uzgodnionym przez OSD i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

VI.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w punkcie VI.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,
 - 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,
 - j) dla jednostek wytwórczych pompowych sprawności pompowania i wytwarzania oraz pojemność zbiornika górnego.
- VI.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz wskazani przez OSD odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do OSD następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w punkcie VI.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.
- VI.3.4. Informacje o wymianie międzysystemowej, o których mowa w punkcie VI.3.1, obejmują:
- a) zakontraktowaną moc i energię elektryczną,
 - b) czas obowiązywania kontraktu.
- VI.3.5. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w punkcie VI.3.1, obejmują:
- a) opis i harmonogram projektu,
 - b) przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- VI.3.6. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.
- VI.4. Dane pomiarowe**
- VI.4.1. Wskazani przez OSD wytwórcy oraz inne podmioty przyłączone do sieci o napięciu powyżej 1kV przekazują dane pomiarowe dotyczące bieżącego obciążenia lub produkcji dla każdej godziny doby. Zakres i sposób przekazywania danych określa instrukcja współpracy.
- VI.4.2. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz inni wskazani przez OSD, dla wybranej doby letniej i doby zimowej, przeprowadzają rejestrację stanów pracy

sieci dystrybucyjnej 110 kV obejmującą:

- a) bilanse mocy czynnej i biernej węzłów sieci,
- b) napięcia w węzłach sieci,
- c) rozpiętości mocy czynnej i biernej.

- VI.4.3. OSD dokonuje wyboru dni oraz godzin rejestracji stanów pracy sieci i zawiadamia o tym wytwórców oraz odbiorców przyłączonych do sieci 110 kV oraz innych wskazanych przez OSD z co najmniej 14 dniowym wyprzedzeniem.
- VI.4.4. Wytwórcy i odbiorcy przyłączeni do sieci 110 kV oraz inni wskazani przez OSD dostarczają OSD wyniki rejestracji stanów pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV nie później niż po upływie 14 dni od dnia przeprowadzenia ewidencji.
- VI.4.5. Formę przekazywanych danych pomiarowych oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z OSD.

VII. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

VII.1. Obowiązki OSD

- VII.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu OSD na obszarze kierowanej przez niego sieci dystrybucyjnej:
- 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) prowadzi działania sterownicze, o których mowa w rozdziale VII.2,
 - d) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz przesyłania, utrzymywanie rezerw mocy i świadczenie regulacyjnych usług systemowych,
 - e) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej, m.in. w zakresie wynikającym z umowy zawartej z OSP,
 - f) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - g) likwiduje występujące w sieci dystrybucyjnej awarie sieciowe, awarie w systemie i stany zagrożenia KSE, samodzielnie oraz we współpracy z OSP oraz innymi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - h) zbiera i przekazuje do OSP dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa energetycznego kraju zgodnie z IRiESP.
- VII.1.2. Planowanie pracy systemu dystrybucyjnego odbywa się w okresach dobowych, tygodniowych, miesięcznych, kwartalnych, rocznych i trzyletnich.
- VII.1.3. Działania OSD w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, jako części składowej KSE są ustalane w drodze umowy z OSP.
- VII.1.4. W przypadku, gdy OSD i zarządzany przez niego obszar sieci dystrybucyjnej spełniają samodzielnie kryteria współpracy równoległej ustalone przez UCTE i zostanie utworzony tam samodzielny obszar regulacyjny, zasady współdziałania z OSP, jako koordynatorem KSE i ewentualnie innych systemów regulowane są wg procedur UCTE. Regulacje te muszą uwzględniać polskie uwarunkowania prawne.
- VII.1.5. Dla utworzenia obszarów regulacyjnych OSD mogą łączyć części bądź całe obszary sieci dystrybucyjnej, których ruch prowadzą.
- VII.1.6. OSP koordynuje prowadzenie ruchu sieciowego w koordynowanej sieci 110 kV oraz dysponuje mocą przyłączonych do niej jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, określonych w załączniku nr 1.

VII.1.7. OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, koordynuje nastawienia zabezpieczeń i automatyk sieciowych oraz uziemienia punktów neutralnych transformatorów, przy czym dla zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dokonuje niezbędnych uzgodnień z OSP. Dane niezbędne do określenia nastaw automatyk w koordynowanej sieci 110 kV, OSD otrzymuje od OSP.

VII.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich OSD

VII.2.1. Dla realizacji zadań wymienionych w rozdziale VII.1, OSD organizuje służby dyspozytorskie i ustala zakres oraz tryb współdziałania tych służb.

VII.2.2. Struktura zależności służb dyspozytorskich organizowanych przez OSD i inne podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej ma charakter hierarchiczny, służby dyspozytorskie niższego szczebla są podporządkowane ruchowo służbom dyspozytorskim wyższego szczebla.

VII.2.3. Organem koordynującym prace służb dyspozytorskich, o których mowa w punkcie VII.2.2 są właściwi OSD.

VII.2.4. Służby dyspozytorskie OSD działają za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego i/lub personelu dyżurnego innych podmiotów, na podstawie zawartych umów, o których mowa w punkcie VII.2.10.

VII.2.5. OSD przy pomocy służb dyspozytorskich, na obszarze sieci dystrybucyjnej za której ruch odpowiada, operatywnie kieruje:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej,
- b) pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
- c) urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
- d) liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSD, na podstawie zawartych umów,
- e) czynnościami łączeniowymi wg podziału kompetencji.

VII.2.6. Służby dyspozytorskie o których mowa w punkcie VII.2.5., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające na:

- a) śledzeniu pracy urządzeń,
- b) dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – z tym że w koordynowanej sieci 110 kV po uzgodnieniu z OSP, a dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów,
- c) rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
- d) prowadzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.

VII.2.7. Służby dyspozytorskie OSD na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, sprawują operatywny nadzór nad:

- a) układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - b) urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - c) czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - d) źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VII.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w punkcie VII.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- a) bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - b) przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - c) wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- VII.2.9. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie OSD w ramach wykonywania funkcji określonych w punktach VII.2.5 do VII.2.8. powinny być rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. OSD ustala okres ich przechowywania.
- VII.2.10. OSD może zawierać umowy regulujące zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych OSD oraz służbami dyspozytorskimi innych podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- VII.2.11. Przedmiotem umowy, o której mowa w punkcie VII.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 VII.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.

VII.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

- VII.3.1. OSD sporządza i udostępnia koordynacyjne plany produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VII.3.2. OSD sporządza i udostępnia dobowe plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z uwzględnieniem współpracy z OSP.
- VII.3.3. Jednostki wytwórcze i odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci dystrybucyjnej uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez OSP. Jednostki wytwórcze i odbiorców końcowych obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VII.3.4. Analizy sieciowo-systemowe dla koordynowanej sieci 110 kV są realizowane, zgodnie z IRiESP, przez OSP.
- VII.3.5. Jednym z elementów analiz, o których mowa w punkcie VII.3.4 jest określenie jednostek wytwórczych o generacji wymuszonej. Jednostki wytwórcze o generacji wymuszonej przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV obowiązują w tym zakresie zapisy IRiESP.
- VII.3.6. OSD ustala sposób udostępniania planów o których mowa w punkcie VII.3.1. i punkcie VII.3.2. Natomiast dane do tworzenia planów, w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSP.
- VII.3.7. OSD sporządza i udostępnia plany:
- o których mowa w punkcie VII.3.1. - do 15 grudnia każdego roku na okres 3 kolejnych lat,
 - o których mowa w punkcie VII.3.2. - do godz. 16:00 doby $n-1$,
- VII.3.8. OSD zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez OSP, OSD uzgadnia harmonogramy remontów z OSP.
- VII.3.9. OSD przesyła do wytwórców zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- VII.3.10. OSD, na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, za wyjątkiem jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV.

VII.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej

- VII.4.1. OSD sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej przez siebie zarządzanej.
- VII.4.2. OSD planuje wymianę międzysystemową mocy i energii elektrycznej realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.
- VII.4.3. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej o których mowa w punkcie VII.4.1. i punkcie VII.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do OSP.
- VII.4.4. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez OSD uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.

VII.5. Programy pracy sieci dystrybucyjnej

- VII.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.
- VII.5.2. OSD określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania programów pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- VII.5.3. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, w zależności od potrzeb, powinien obejmować:
 - a) układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - b) wymagane poziomy napięcia,
 - c) wartości mocy zwarciovych,
 - d) rozpięty mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - e) dopuszczalne obciążenia,
 - f) warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i dodatkowych źródeł mocy biernej,
 - g) nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - h) nastawienia zaczepów dławików gaszących,
 - i) ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - j) miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - k) charakterystyka odbioru,
 - l) harmonogram pracy transformatorów.

- VII.5.4. Program pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- VII.5.5. Programy pracy sieci 110 kV są opracowywane przez OSD do dnia:
- 30 października każdego roku - na okres zimowy,
 - 30 kwietnia każdego roku - na okres letni.
- VII.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**
- VII.6.1. OSD opracowuje roczny, miesięczny, tygodniowy i dobowy plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.
- VII.6.2. OSD opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSP w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, następujące plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- plan roczny do dnia 1 października roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
 - plan miesięczny do 10 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - plan tygodniowy do wtorku tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - plan dobowy do godz. 11:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VII.6.3. Podmioty zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia, z zastrzeżeniem punktu VII.6.4.
- VII.6.4. Podmiot opracowuje i zgłasza do uzgodnienia OSD w zakresie elementów koordynowanej sieci 110 kV, propozycje wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej:
- do planu rocznego – w terminie do dnia 15 września roku poprzedzającego na 3 kolejne lata kalendarzowe,
 - do planu miesięcznego – w terminie do 5 dnia miesiąca poprzedzającego na kolejny miesiąc kalendarzowy,
 - do planu tygodniowego – w terminie do wtorku do godziny 10:00 tygodnia poprzedzającego na 1 tydzień liczony od soboty,
 - do planu dobowego – do godz. 9:00 dnia poprzedzającego na 1 dobę lub kilka kolejnych dni wolnych od pracy.
- VII.6.5. Podmiot zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - operatywną gotowość,

- d) typ wyłączenia (np.: trwale, codzienne),
 - e) opis wykonywanych prac,
 - f) w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- VII.6.6. Podmiot zgłaszający do OSD wyłączenie o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawia celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. OSD ma prawo zażądać od podmiotu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych.
- Harmonogramy te dostarczane są do OSD w terminie co najmniej 14 dni przed planowanym wyłączeniem.
- VII.6.7. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia, z zastrzeżeniem punkcie VII.6.8.
- VII.6.8. OSD podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementów skoordynowanej sieci 110 kV w terminie:
- a) do dnia 10 grudnia roku poprzedzającego – w ramach planu rocznego,
 - b) do 28 dnia miesiąca poprzedzającego – w ramach planu miesięcznego,
 - c) do piątku do godziny 12:00 tygodnia poprzedzającego – w ramach planu tygodniowego,
 - d) do godz. 15:00 dnia poprzedzającego – w ramach planu dobowego.
- VII.6.9. OSD jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień z OSP zgłoszonych przez podmioty propozycji wyłączeń w skoordynowanej sieci 110 kV.
- VII.6.10. 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.

VII.7. Programy łączeniowe

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

VII.7.4. Propozycje programów łączeniowych należy przekazywać do zatwierdzenia OSD w terminie min. 15 dni przed planowaną datą realizacji programu.

VII.7.5. OSD może przedstawić uwagi do przekazanych propozycji programów łączeniowych nie później niż 2 dni przed planowanym terminem realizacji.

VII.7.6. OSD zatwierdza programy łączeniowe nie później niż do godz. 15.00 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu. W przypadku przekazania przez OSD uwag do propozycji programu, zgodnie z punktem VII.7.5., warunkiem zatwierdzenia programu jest uwzględnienie w nim wszystkich zgłoszonych przez OSD uwag.

VII.7.7. W przypadku, gdy programy łączeniowe dotyczą elementów koordynowanej sieci 110 kV lub jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej koordynowanych przez OSP, zgodnie z IRiESP, OSD uzgadnia programy łączeniowe z OSP.

VII.7.8. Terminy wymienione w punktach VII.7.4., VII.7.5. i VII.7.6. nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej lub awarii w systemie.

VII.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

VII.8.1. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci dystrybucyjnej JWCD lub jednostki wytwórcze uczestniczące w rynku bilansującym inne niż JWCD, biorą udział w procesie dysponowania mocą, zgodnie z procedurami określonymi przez OSP w IRiESP.

VII.8.2. Wytwórcy posiadający JWCD przyłączone do sieci dystrybucyjnej, uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy remontów planowych, przed ich przekazaniem OSP.

VII.8.3. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, OSD określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż podane w punkcie VII.8.1:

- a) czas synchronizacji,
- b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
- c) planowane obciążenie mocą czynną,
- d) czas odstawienia.

VII.8.4. OSD uzgadnia z OSP parametry pracy jednostek wytwórczych, o których mowa w punkcie VII.8.3, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, których mocą dysponuje OSP.

VII.8.5. OSD i OSP uzgadniają, zgodnie z IRiESP, zmiany w planach produkcji jednostek

wytwórczych nie uczestniczących w rynku bilansującym, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy KSE.

- VII.8.6. OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego.
- VII.8.7. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania OSD informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- VII.8.8. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę OSD.

VII.9. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- VII.9.1 OSD odpowiada za zabezpieczenie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu dla obszaru swojego działania.
- VII.9.2. Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z operatorami sąsiednich systemów dystrybucyjnych, OSP oraz odbiorcami końcowymi zaliczonymi do I, II i III grupy przyłączeniowej.
- VII.9.3. W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w punkcie VII.9.1 zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

VIII. STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU

VIII.1. Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej

VIII.1.1. Wyróżnia się następujące dane znamionowe sieci dystrybucyjnej:

- a) napięcia znamionowe,
- b) częstotliwość znamionowa.

VIII.1.2. Regulacja częstotliwości w KSE jest prowadzona przez OSP.

VIII.1.3. 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.

VIII.1.4. 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 dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia,
- 2) przez 95% czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{It} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8 dla sieci o napięciu 110 kV oraz 1 dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego, powinno mieścić się w przedziale od 0% do 1% wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu 110 kV oraz od 0% do 2% dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższych tabelach:

dla sieci o napięciu znamionowym niższym od 110 kV:

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

dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
nie będące krotnością 3		będące krotnością 3		Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)
Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)	Rząd harmonicznej (h)	Wartość względna napięcia wyrażona w procentach składowej podstawowej (u_h)		
5	2%	3	2%	2	1,5%
7	2%	9	1%	4	1%
11	1,5%	15	0,5%	>4	0,5%
13	1,5%	>21	0,5%		
17	1%				
19	1%				
23	0,7%				
25	0,7%				
>25	$0,2 + 0,5 \times \frac{25}{h}$				

- 4) współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3% dla sieci o napięciu 110 kV oraz 8% dla sieci napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,

Warunkiem utrzymania dolnych parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w powyższych podpunktach 1-4, jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.

- VIII.1.5. W normalnym układzie pracy sieci dystrybucyjnej powinny być spełnione następujące warunki techniczne:

- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być niższe od dopuszczalnych długotrwale,
- b) napięcia w poszczególnych węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych, zgodnie z punktem VIII.1.3,
- c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci,
- d) elektrownie przyłączone do sieci dystrybucyjnej o mocy osiągalnej równej 50MW lub wyższej powinny pracować, zgodnie z IRiESP, z zapasem równowagi statycznej większym lub równym 1%, w zależności od sposobu regulacji napięcia wzbudzenia. Przyjmuje się, że w przypadku braku możliwości regulacji napięcia wzbudzenia jednostka wytwórcza powinna pracować z 20 % zapasem równowagi statycznej.

VIII.1.6. Sieć dystrybucyjna 110 kV pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych, współczynnik zwarcia doziemnego nie przekraczał wartości 1,4.

VIII.1.7. Spełnienie wymagań określonych w punkcie VIII.1.6 jest możliwe, gdy spełnione są następujące zależności:

$$1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1,$$

gdzie

X_1 - reaktancja zastępcza dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 - odpowiednio reaktancja i rezystancja dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

VIII.1.8. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110 kV/SN i SN/nN określa OSD. W przypadku transformatorów 110 kV/SN warunki te określa się w porozumieniu z OSP.

VIII.1.9. Dopuszcza się okresowo w sieci dystrybucyjnej pracę wyłączników z przekroczoną mocą wyłączalną, po wyrażeniu zgody na taką pracę przez OSD.

VIII.1.10. Każda stacja, w której występuje napięcie znamionowe 110 kV musi mieć zapewnione rezerwowe zasilanie potrzeb własnych, na czas niezbędny dla zachowania bezpieczeństwa jej obsługi w stanach awaryjnych.

VIII.1.11. Wymagany czas rezerwowego zasilania potrzeb własnych dla stacji elektroenergetycznych ustala się na 6 godzin.

VIII.2. Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

VIII.2.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.

VIII.2.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć

VIII.2.2.1. Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

VIII.2.2.1.1. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym $\leq 75A$, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- względna zmiana napięcia $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ nie powinna przekraczać 3%, gdzie:

ΔU - różnica dowolnych dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego.

VIII.2.2.1.2. W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym większym od 75A wartość P_{st} powinna mieścić się w granicach $0,6 < P_{st} < 1$ natomiast wartość P_{lt} powinna wynosić $P_{lt} = 0,65 P_{st}$.

VIII.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu

VIII.2.2.2.1. W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznego odbiorniki dzieli się wg. następującej klasyfikacji:

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

VIII.2.2.2.2. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16A$ zakwalifikowane do:

- Klasy A podano w Tabelicy 1.,
- Klasy B podano w Tabelicy 2.,
- Klasy C podano w Tabelicy 3.

Tabelica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A.

Rząd harmonicznego [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznego [A]
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 [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,15
9	0,6
11	0,49
13	0,31
$15 \leq n \leq 39$	$0,22 \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,64
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,34 \frac{8}{n}$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

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

VIII.2.2.2.3. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A

Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B oraz Klasy C podano w Tabelicy 4.

Tabelica 4.

Rząd harmoniczej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczej, wyrażony w % harmoniczej podstawowej prądu zasilającego [%]
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	≤0,6
23	0,9
25	0,8
27	≤0,6
29	0,7
31	0,7
≥33	≤0,6

VIII.2.2.2.4. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

1. planowane – wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, czas trwania przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej,
2. nieplanowane – spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez OSD informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w wymaganej przepisami formie jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

VIII.2.2.2.5. Standardowy dopuszczalny czas trwania przerw ustala się na:

1. dla jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej:
 - a) przerwy planowanej nie więcej niż 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej nie więcej niż 24 godziny.
2. dla przerw w ciągu roku (stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich):
 - a) przerw planowanych nie dłużej niż 35 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej nie dłużej niż 48 godzin.

VIII.2.2.2.6. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI, które nie określiły w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowie kompleksowej odmiennych od standardowych czasów trwania przerw planowanych i nieplanowanych stosuje się standardowy dopuszczalny czas trwania przerw określony w VIII.2.2.2.5.

VIII.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

VIII.3.1. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, 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,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) 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,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci.
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,

- 8) 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,
 - 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych 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 przedsiębiorstwa energetycznego.
 - 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikat w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.
- VIII.3.2. Na żądanie odbiorcy OSD dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych do niej.
- VIII.3.3. Odbiorca ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania
- VIII.3.4. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- VIII.3.5. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w punkcie VIII.3.4, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego, OSD umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- VIII.3.6. Koszty ekspertyzy, o której mowa w punkcie VIII.3.5 pokrywa odbiorca.
- VIII.3.7. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, OSD zwraca koszty, o których mowa w punktach VIII.3.4 i VIII.3.6, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.
- VIII.3.8. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania OSD wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Załącznik nr 1
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

**WYKAZ ELEMENTÓW KOORDYNOWANEJ SIECI 110 kV ORAZ JEDNOSTEK
WYTWÓRCZYCH DYSPONOWANYCH PRZEZ OSP**

EnergiaPro S.A. nie posiada na swoim terenie działania jednostek wytwórczych dysponowanych przez OSP.

ODDZIAŁ W JELENIEJ GÓRZE

Rozdzielnie 110kV			
Lp.	Stacja	Skrót	
1.	Mikułowa	MIK	
2.	Cieplice	CPC	
3.	Bolesławiec Matejki	BLM	
4.	Turów	TUE	
Linie 110 kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Mikułowa – Turów tor 305	MIK - TUE	
2.	Mikułowa – Turów tor 306	MIK - TUE	
3.	Mikułowa – Bartoszówka	MIK- BTS	
4.	Bartoszówka - Cieplice	BTS - CPC	
5.	Mikułowa – Lubań Śląski	MIK - LBA	
6.	Mikułowa – Bolesławiec Matejki	MIK - BLM	
7.	Lubań Śląski – Lwówek	LBA - LWO	
8.	Lwówek – Raciborowice	LWO - RCB	O. Legnica
9.	Bolesławiec Tysiąclecia - Konrad	BLT - KRD	O. Legnica
10.	Bolesławiec Matejki – Jankowa Żagańska / Świętoszów	BLM - JAZ / STS	ENEA Operator S.A.
11.	Kamienna Góra - Boguszów	KAG - BOG	O. Wałbrzych
12.	Kamienna Góra - Kowary	KAG - KOW	
13.	Kowary – Cieplice	KOW - CPC	
14.	Turów – Kopalnia Turów 1	TUE-TU1	
15.	Kopalnia Turów 1 - Neueibau	TU1-NEU	Niemcy
16.	Bolesławiec Matejki – Bolesławiec Tysiąclecia	BLM - BLT	
17.	Mikułowa – Bolesławiec Tysiąclecia	MIK - BLT	

Lista stacji koordynowanych w zakresie zachowania przesyłu mocy na ciągach koordynowanych
110 kV:

Bartoszkówka	BTS
Kamienna Góra	KAG
Kopalnia Turów 1	TU1
Kowary	KOW
Lubań Śląski	LBA
Lwówek	LWO
Bolesławiec Tysiąclecia	BLT

ODDZIAŁ W LEGNICY

Rozdzielnie 110kV			
Lp.	Stacja	Skrót	
1.	Czarna	CRN	
2.	Pawłowice	PAW	
3.	Polkowice	POL	
4.	Żukowice	ŻUK	
5.	Konrad	KRD	
Linie 110kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Czarna – Ścinawa	CRN – SCI	
2.	Czarna – Pawłowice	CRN – PAW	
3.	Czarna – Chojnów	CRN – CJO	
4.	Chojnów – Konrad	CJO – KRD	
5.	Konrad – Raciborowice	KRD – RCB	
6.	Raciborowice – Lwówek	RCB – LWO	O. Jelenia Góra
7.	Konrad – Bolesławiec	KRD – BLT	O. Jelenia Góra
8.	Pawłowice – Świebodzice	PAW – SWI	O. Wałbrzych
9.	Pawłowice – Jawor	PAW – JWR	
10.	Jawor – Graby	JWR – STG	O. Wałbrzych
11.	Pawłowice – Kąty Wrocławskie	PAW – KWR	O. Wrocław
12.	Przybków/Górka – Klecina	LGS/LGG – KLE	O. Wrocław
13.	Pawłowice – Przybków	PAW – LGS	
14.	Czarna – Przylesie	CRN – PRL	
15.	Przylesie – Polkowice	PRL – POL	
16.	Czarna – Pieszkowice	CRN – KRP	
17.	Pieszkowice – Polkowice	KRP – POL	
18.	Czarna – Kalinówka	CRN – KLI	
19.	Kalinówka – Grodowiec	KLI – KRC	
20.	Grodowiec – Tarnówek	KRC – KRT	
21.	Tarnówek – Rudna Główna	KRT – KRG	
22.	Rudna Główna – Polkowice	KRG – POL	
23.	Polkowice – Polkowice Strefa	POL – PLS	

24.	Polkowice Strefa – Potoczek	PLS – KSP	
25.	Potoczek – Żukowice/Łagoszów	KSP – ŻUK/LGS	
26.	Żukowice – Przemków	ŻUK – PMK	
27.	Przemków – Szprotawa	PMK – SZP	Enea Operator S.A.
28.	Żukowice – Huta Głogów 2	ŻUK – HG2	
29.	Żukowice – Huta Głogów 2	ŻUK – HG2	
30.	Huta Głogów 2 – Wschowa	HG2 – WSH	Enea Operator S.A.
31.	Żukowice – Huta Cedynia	ŻUK – HCD	
32.	Huta Cedynia – Ścinawa	HCD – SCI	
33.	Ścinawa – Wołów	SCI – WOW	O. Wrocław
34.	Czarna – Rokita	CRN – ROK	O. Wrocław
35.	Środa Śl.-Prochowice	SRS – PRO	O. Wrocław
36.	Komorniki-Rudna Zachodnia	KRK – KRZ	
37.	Żarków-Tarnówek	ZRK – KRT	
38.	Polkowice-Rudna Główna	POL – KRG	
39.	Polkowice-Rudna Zachodnia tor 1	POL – KRZ	
40.	Czarna/Górka - Północna	CRN/LGG – LGP	
41.	Sierszowice-Jakubów	KSR – KSJ	
42.	Polkowice-Polkowice Zachodnie	POL – KPZ	
43.	Polkowice-Sierszowice	POL – KSR	
44.	Polkowice Zachodnie-Sierszowice	KPZ – KSR	
45.	Pawłowice-Zosinek	PAW – LGZ	
46.	Zosinek-Północna	LGZ – LGP	
47.	Żukowice-Brzostów	ŻUK – BST	
48.	Brzostów-Żarków	BST – ZRK	
49.	Żukowice-Jakubów	ŻUK – KSJ	
50.	Tarnówek-Komorniki	KRT – KRK	
51.	Czarna-Prochowice	CRN - PRO	

Lista stacji koordynowanych w zakresie zachowania przesyłu mocy na ciągach koordynowanych 110 kV:

Chojnów	CJO
Grodowiec	KRC
Huta Cedynia	HCD

Huta Głogów 2	HG2
Jawor	JWR
Kalinówka	KLI
Rudna Główna	KRG
Pieszkowice	KRP
Polkowice Strefa	PLS
Potoczek	KSP
Przemków	PMK
Przylesie	PRL
Raciborowice	RCB
Ścinawa	SCI
Tarnówek	KRT
Jakubów	KSJ
Komorniki	KRK
Polkowice Zachodnie	KPZ
Północna	LGP
Prochowice	PRO
Przybków	LGS
Rudna Zachodnia	KRZ
Sieroszowice	KSR
Zosinek	LGZ
Żarków	ZRK

ODDZIAŁ W OPOLU

Rozdzielnie 220kV			
1.	Kędzierzyn	KED2	
Linie 220 kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Kędzierzyn-Wielopole (odcinek słup nr 110 – KED)	KED2-WIE2	PSE Południe
2.	Kędzierzyn-Groszowice (odcinek słup nr 111 – KED)	KED2-GRO2	PSE Południe

Rozdzielnie 110kV		
Lp.	Stacja	Skrót
1.	Blachownia	BLA
2.	Borki	BKI
3.	Bodzanów	BOD
4.	Bierzdzany	BRD
5.	Kronotex	CES
6.	Ceglana	CGL
7.	Chemik	CHI
8.	Dobrzeń	DBN
9.	Grodków	GDK
10.	Głubczyce	GLU
11.	Góraźdże	GOE
12.	Gosławice	GOS
13.	Gracze	GRA
14.	Grodzicka	GRD
15.	Proszowice	GRO
16.	Gorwap	GWA
17.	Hajduki	HAI
18.	Harcerska	HAR
19.	Hermanowice	HMN
20.	Kędzierzyn	KED

21.	Kluczbork	KLU	
22.	Kostów	KOS	
23.	Krapkowice	KRE	
24.	Krupski Młyn	KRM	
25.	Kietrz	KTZ	
26.	Kuniów	KUN	
27.	Koksochemia Zdzeszowice	KZD	
28.	Namysłów	NAM	
29.	Orlęta	ORL	
30.	Ozimek	OZI	
31.	Pawłów	PAW	
32.	Paczków	PCK	
33.	Pokój	POK	
34.	Polska Cerekiew	CER	
35.	Prudnik	PRU	
36.	Siołkowice	SIO	
37.	Strzelce Opolskie	STC	
38.	Strzelce Piastów	STP	
39.	Sudecka	SUD	
40.	Tarnów Opolski	TAO	
41.	Wołczyn	WCZ	
42.	Zakrzów	ZAK	
43.	Zawadzkie	ZAW	
44.	Zdzeszowice	ZDZ	
Linie 110kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Blachownia – Huta Łabędy	BLA-HLB	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
2.	Blachownia - Łabędy	BLA-LAB	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
3.	Kędzierzyn-Sośnica tor 1	KED-SOS	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
4.	Kędzierzyn-Sośnica tor 2	KED-SOS	VATTENFALL DISTRIBUTION

			POLAND S.A.
5.	Rokitnica-Zawadzkie	ROK-ZAW	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
6.	Rokitnica-Krupski Młyn	ROK-KRM	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
7.	Lubliniec-Zawadzkie	LBN-ZAW	ENION S.A.
8.	Polska Cerekiew-Studzienna	CER-STU	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
9.	Studzienna-Kietrz	STU-KTZ	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
10.	Kędzierzyn-Kuźnia Raciborska	KED-KUR	VATTENFALL DISTRIBUTION POLAND S.A.
11.	Dobrodzień-Zawadzkie	DBR-ZAW	ENION S.A.
12.	Kluczbork-Olesno	KLU-OLE	ENION S.A.
13.	Kluczbork-Praszka	KLU-PRA	ENION S.A.
14.	Hermanowice-Oława	HMN-OLA	O. Wrocław
15.	Hermanowice-Zacharzyce	HMN-ZAC	O. Wrocław
16.	Orlęta-Ziębice	ORL-ZBC	O. Wałbrzych
17.	Kępno-Kostów	KEP-KOS	ENERGA- OPERATOR S.A.
18.	Kamieniec Ząbkowicki-Paczków	KZB-PCK	O. Wałbrzych
19.	Gracze-Groszowice	GRA-GRO	
20.	Hajduki-Zdzieszowice	HAJ-ZDZ	
21.	Błachownia-Strzelce Piastów	BLA-STP	
22.	Błachownia-Strzelce	BLA-STC	
23.	Góraźdże-Zdzieszowice	GOE-ZDZ	
24.	Koksochemia Zdzieszowice- Błachownia	KZD-BLA	
25.	Hermanowice-Groszowice	HMN-GRO	
26.	Błachownia-Ceglana	BLA-CGL	
27.	Hajduki-Grodków	HAJ-GDK	
28.	Hajduki-Orlęta	HAJ-ORL	
29.	Błachownia-Kędzierzyn tor 1	BLA-KED	

30.	Blachownia-Kędzierzyn tor 2	BLA-KED	
31.	Grudzicka-Groszowice	GRD-GRO	
32.	Groszowice-Harcerska	GRO-HAR	
33.	Groszowice-Ozimek	GRO-OZI	
34.	Groszowice-Zdzieszowice	GRO-ZDZ	
35.	Krapkowice-Zdzieszowice	KRE-ZDZ	
36.	Groszowice-Krapkowice	GRO-KRE	
37.	Kluczbork-Kostów	KLU-KOS	
38.	Krupski Młyn-Zawadzkie	KRM-ZAW	
39.	Zawadzkie-Ozimek tor 1	ZAW-OZI	
40.	Zawadzkie-Ozimek tor 2	ZAW-OZI	
41.	Bierdzany-Kuniów	BRD-KUN	
42.	Kluczbork-Wołczyn	KLU-WCZ	
43.	Koksochemia Zdzieszowice- Zdzieszowice	KZD-ZDZ	
44.	Groszowice-Górażdże	GRO-GOE	
45.	Kuniów-Kluczbork	KUN-KLU	
46.	Wołczyn-Namysłów	WCZ-NAM	
47.	Kronotex – Ozimek	CES-OZI	
48.	Pokój-Namysłów	POK-NAM	
49.	Dobrzeń-Borki	DBN-BKI	
50.	Gorwap-Blachownia	GWA-BLA	
51.	Głubczyce-Prudnik	GLU-PRU	
52.	Strzelce-Ozimek	STC-OZI	
53.	Dobrzeń-Groszowice	DBN-GRO	
54.	Dobrzeń-Sudecka	DBN-SUD	
55.	Grudzicka-Gosławice	GRD-GOS	
56.	Gosławice-Dobrzeń	GOS-DBN	
57.	Strzelce Piastów--Kronotex	STP-CES	
58.	Borki-Pokój	BKI-POK	
59.	Bodzanów-Prudnik	BOD-PRU	
60.	Ozimek-Bierdzany	OZI-BRD	
61.	Gracze-Grodków	GRA-GDK	
62.	Hajduki-Paczków	HAJ-PCK	

63.	Groszowice-Tarnów Opolski	GRO-TAO	
64.	Siołkowice-Pawłów	SIO-PAW	
65.	Dobrzeń-Hermanowice	DBN-HMN	
66.	Dobrzeń-Siołkowice	DBN-SIO	
67.	Hermanowice-Pawłów	HMN-PAW	
68.	Sudecka-Groszowice	SUD-GRO	
69.	Harcerska-Zakrzów	DBN-ZAK	
70.	Dobrzeń-Zakrzów	DBN-ZAK	
71.	Dobrzeń-Ozimek tor 1	DBN-OZI	
72.	Dobrzeń-Ozimek tor 2	DBN-OZI	
73.	Głubczyce-Kietrz	GLU-KTZ	
74.	Błachownia-Chemik	BLA-CHI	
75.	Tarnów Opolski-Gorwap	TAO-GWA	
76.	Ceglana-Hajduki	CGL-HAJ	
77.	Gracze-Hermanowice	GRA-HMN	
78.	Chemik-Polska Cerekiew	CHI-CER	
79.	Hajduki-Bodzanów	HAJ-BOD	
80.	Hajduki-Prudnik	HAJ-PRU	

ODDZIAŁ W WAŁBRZYCHU

Rozdzielnie 110 kV			
1.	Boguszów	BOG	
2.	Świebodzice	SWI	
3.	Ząbkowice	ZBK	
Linie 110 kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Boguszów - Porici tor 1	BOG - PRC	Czechy
2.	Boguszów - Porici tor 2	BOG - PRC	Czechy
3.	Kudowa - Nachod - Police	KUD - NAH - PLC	Czechy
4.	Boguszów - Kamienna Góra	BOG - KAG	O. Jelenia Góra
5.	Boguszów - Biały Kamień	BOG - BIK	
6.	Boguszów - Podzamcze	BOG - PDZ	
7.	Świebodzice - Biały Kamień	SWI - BIK	
8.	Świebodzice - Podzamcze	SWI - PDZ	
9.	Świebodzice - Pawłowice/Paszowice	SWI - PAW/PSW	O. Legnica
10.	Świebodzice - Graby	SWI - STG	
11.	Graby - Jawor	STG - JWR	O. Legnica
12.	Ząbkowice - Strzelin	ZBK - SLN	O. Wrocław
13.	Ząbkowice - Ziębice	ZBK - ZBC	
14.	Ząbkowice - Kamieniec Ząbk.	ZBK - KZB	
15.	Kamieniec Ząbk. - Paczków	KZB - PCK	O. Opole
16.	Ziębice - Orłęta/Cieszanowice	ZBC - ORL/CSN	O. Opole
17.	Świebodzice - Bielawa	SWI - BLW	
18.	Bielawa - Ząbkowice	BLW - ZBK	
19.	Świebodzice - Świdnica	SWI - SDC	
20.	Świdnica - Dzierżoniów	SDC - DZI	
21.	Dzierżoniów - Ząbkowice/Bielawa/Uciechów	DZI - ZBK/BLW/UCI	
22.	Boguszów - Victoria	BOG - WIK	
23.	Victoria - Nowa Ruda/Rusinowa	WIK - NWR/RSN	
24.	Nowa Ruda - Ząbkowice	NWR - ZBK	
25.	Boguszów - Marciszów	BOG - MAR	O. Jelenia Góra

Lista stacji koordynowanych w zakresie zachowania przesyłu mocy na ciągach koordynowanych 110 kV:

Biały Kamień	BIK
Kamieniec Ząbkowicki	KZB
Kudowa	KUD
Podzamcze	PDZ
Graby	STG
Ziębice	ZBC
Bielawa	BLW
Świdnica	SDC
Dzierżoniów	DZI
Victoria	WIK
Nowa Ruda	NWR

ODDZIAŁ WE WROCŁAWIU

Rozdzielnie 110 kV			
1.	Klecina	KLE	
2.	Pasikowice	PAS	
3.	Rokita	ROK	
4.	Długa	WDL	
5.	Czechnica	CCC	
Linie 110 kV			
Lp.	Linia	Skrót	Graniczna z:
1.	Czechnica - Oława	CCC - OLA	
2.	Oława - Hermanowice	OLA - HMN	O. Opole
3.	Klecina - Zacharzyce	KLE - ZAC	
4.	Zacharzyce - Hermanowice	ZAC - HMN	O. Opole
5.	Klecina - Bielany Wrocławskie	KLE - BIW	
6.	Bielany Wrocławskie - Żórawina	BIW - ZUW	
7.	Żórawina - Strzelin	ZUW - SLN	
8.	Strzelin -- Ząbkowice	SLN - ZBK	O. Wałbrzych
9.	Pasikowice Oborniki Śląskie	PAS - OBS	
10.	Oborniki Śląskie - Żmigród	OBS - ZMI	
11.	Żmigród - Rawicz	ZMI - RAW	ENEA Operator S.A.
12.	Klecina - Czechnica	KLE - CCC	
13.	Pasikowice - Rokita	PAS - ROK	
14.	Rokita - Czarna	ROK - CRN	O. Legnica
15.	Pasikowice – Wołów/Rokita	PAS - WOW/ROK	
16.	Wołów - Ścinawa	WOW - SCI	O. Legnica
17.	Pasikowice - Trzebnica	PAS - TRB	
18.	Trzebnica - Milicz	TRB - MLC	
19.	Milicz - Krotoszyn Północ	MLC - KTS	ENERGA-Operator S.A.
20.	Pasikowice - Oleśnica	PAS - OLN	
21.	Oleśnica - Twardogóra	OLN - TWA	
22.	Twardogóra - Sośnie	TWA - SSE	ENERGA-Operator S.A.
23.	Oleśnica – Syców	OLN - SYC	ENERGA-Operator S.A.
24.	Klecina – Kąty Wrocławskie	KLE – KWR	
25.	Kąty Wrocławskie – Pawłowice	KWR – PAW	O. Legnica

26.	Klecina – Pawłowice/ Legnica	KLE – PAW/LGG	O. Legnica
27.	Klecina – Długa / Hutmen	KLE – WDL / HUT	
28.	Klecina – Pafawag / Skarbowców	KLE – PAF / WRS	
29.	Pafawag – Długa	PAF – WDL	
30.	Długa – Pasikurovice / Krzywoustego	WDL – PAS / WRK	
31.	Długa – Żmigrodzka	WDL – WZM	
32.	Żmigrodzka – Pasikurovice / Krzywoustego / Walecznych	WZM – PAS / WRK / WWA	
33.	Pasikurovice – Psie Pole	PAS – PSP	
34.	Psie Pole - Czechnica	PSP - CCC	
35.	Pasikurovice – Swojec / Walecznych	PAS – SWO / WWA	
36.	Swojec – Czechnica	SWO – CCC	
37.	Czechnica – Wieczysta/Wilcza – Pułaskiego	CCC – WWI / WRW - PUL	
38.	Wieczysta – Klecina / Skarbowców	WWI – KLE / WRS	
39.	Klecina – Czechnica/Wilcza – Pułaskiego	KLE – CCC / WRW - PUL	
40.	Czechnica – Oleśnica / Miłoszyce	CCC – OLN / MLS	
41.	Miłoszyce - Jelcz	MLS – JEL	
42.	Jelcz - Oława	JEL –OLA	
43.	Środa Śląska - Prochowice	SRS – PRO	O. Legnica
44.	Środa – Śląska - Leśnica	SRS – WRL	
45.	Leśnica - Długa	WRL - WDL	

Lista stacji koordynowanych w zakresie zachowania przesyłu mocy na ciągach koordynowanych 110 kV:

Bielany Wrocławskie	BIW
Czechnica	CCC
Kąty Wrocławskie	KWR
Milicz	MLC
Oborniki Śląskie	OBS
Oleśnica	OLN

Oława	OLA
Strzelin	SLN
Trzebnica	TRB
Twardogóra	TWA
Wołów	WOW
Zacharzyce	ZAC
Żmigród	ZMI
Żórawina	ZUW
Pafawag	PAF
Psie Pole	PSP
Swojec	SWO
Wieczysta	WWI
Miłoszyce	MLS
Jelcz	JEL
Środa Śląska	SRS
Leśnica	WRL

Załącznik nr 2
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

**ZAKRES POMIARÓW I PRÓB EKSPLOATACYJNYCH URZĄDZEŃ SIECI
ELEKTROENERGETYCZNYCH ORAZ TERMINY ICH WYKONANIA**

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania/Uwagi
1.	Linie napowietrzne o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV	<p>Pomiar rezystancji uziemień przewodów odgromowych oraz uziemień ograniczników przepięć i/lub iskierników</p> <p>Pomiar rezystancji uziemień ochronnych słupów lub/i napięcie rażenia.</p>	<p>Rezystancja uziemienia słupów linii z przewodami odgromowymi powinna być nie większa niż 10Ω (dopuszcza się rezystancję uziemienia do 15Ω, jeżeli rezystywność gruntu $\geq 1000\Omega\text{m}$).</p> <p>Rezystancja uziemienia słupów linii z przewodami odgromowymi na podejściach do stacji oraz z zejściami kablowymi o długości nie mniejszej niż 500m powinna być nie większa od 10Ω.</p> <p>Rezystancja uziemienia słupów ograniczających prędkość specjalne w liniach z przewodami odgromowymi powinna być nie większa niż 10Ω.</p> <p>Rezystancja uziemienia ograniczników przepięć powinna być nie większa niż 10Ω.</p> <p>Zgodnie z wymaganiami norm przedmiotowych.</p> <p>Rezystancja izolacji przeliczona na 1 km linii większa od $1\ 000\ \text{M}\Omega$.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości równej 4,5 krotnemu napięciu znamionowemu fazowemu dla kabli 64/110 kV.</p> <p>Sprawność działania.</p>	Po wykonaniu naprawy uziemień. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.
2.	Linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV z izolacją papierowo – olejową.	<p>Pomiar rezystancji żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Sprawdzenie układu kontroli ciśnienia oleju.</p> <p>Pojemność kabla.</p> <p>Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinilowej lub polietylenowej.</p> <p>Pomiar prędkości propagacji fal dla ustalenia nierównomierności impedancji falowej.</p> <p>Pomiar rezystancji żył (roboczych i powrotnych).</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p>	<p>95 % wartości określonej w dokumentacji technicznej</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV.</p> <p>Zgodna z dokumentacją techniczną.</p> <p>Zgodna z danymi wytwórcy.</p> <p>Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż $1000\ \text{M}\Omega$.</p> <p>W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podana wyżej wartość.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Nie rzadziej niż raz na 2 lata oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz nie rzadziej niż raz na 5 lat, a także w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.</p>

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania/Uwagi
		<p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Próba napięciowa powłoki polwinitowej lub polietylenowej.</p> <p>Pojemność kabla.</p> <p>Pomiar prędkości propagacji fal dla ustalenia nierównomierności impedancji falowej.</p> <p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p>	<p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 15 min. napięcie wyprostowane o wartości równej $3,0 U_0$, lub w czasie 60 min. Napięcie wolnozmienne 0,1 Hz o wartości równej $3,0U_0$, gdzie U_0 – napięcie między żyłą a ziemią</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV.</p> <p>95 % wartości określonej w dokumentacji technicznej.</p> <p>Zgodna z dokumentacją techniczną.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy oraz nie rzadziej niż raz na 5 lat, a także w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.</p>
Linie kablowe z izolacją papierową o napięciu znamionowym wyższym od 30 kV do 110 kV.		<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji .</p> <p>Pojemność kabla.</p> <p>Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż 50 MΩ.</p> <p>W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podana wyżej wartość.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać w czasie 10 min. 0,75 wartości napięcia wyprostowanego, wymaganej przy próbie fabrycznej.</p> <p>95 % wartości określonej w dokumentacji technicznej.</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 10 kV.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.</p>
Linie kablowe z izolacją papierową przesyconą o napięciu znamionowym od 1 kV do 30 kV włącznie.		<p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji.</p> <p>Próba napięciowa izolacji.</p> <p>Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej.</p> <p>Sprawdzenie ciągłości żył.</p>	<p>Brak przerwy w żyłach.</p> <p>Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż 50 MΩ.</p> <p>W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podana wyżej wartość.</p> <p>Izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wyprostowanym o wartości 0,75 napięcia wymaganego przy próbie fabrycznej w czasie 10 min. lub izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wolnozmienным (0,1 Hz) o wartości 3-krotnego napięcia fazowego kabla w czasie 60 minut</p> <p>Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV.</p>	<p>Po wykonaniu naprawy oraz nie rzadziej niż raz na 5 lat oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni</p> <p>Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.</p>
Linie kablowe z izolacją			Brak przerwy w żyłach.	Po wykonaniu naprawy oraz

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania/Uwagi
	polietylenową o napięciu znamionowym od 1 kV do 30 kV łącznie.	Pomiar rezystancji izolacji. Próba napięciowa izolacji.	Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż 100 MΩ. W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podana wyżej wartość.	w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.
Linie kablowe z izolacją polwinitową o napięciu znamionowym 6 kV.		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej. Sprawdzenie ciągłości żył. Pomiar rezystancji izolacji. Próba napięciowa izolacji.	Izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wyprostowanym o wartości 0,75 napięcia wymaganego przy próbie fabrycznej (w przypadkach uzasadnionych technicznie dla kabli o izolacji z PE nieusieciowanego - napięciem wyprostowanym o wartości min. 1,5 Uf) w czasie 10 min. lub izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wolnozmennym (0,1 Hz) o wartości 3-krotnego napięcia fazowego kabla w czasie 60 minut Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV. Brak przerwy w żyłach. Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż 40 MΩ. W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podana wyżej wartość. Izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wyprostowanym o wartości 0,75 napięcia wymaganego przy próbie fabrycznej (w przypadkach uzasadnionych technicznie dla kabli o izolacji z PE nieusieciowanego napięciem wyprostowanym o wartości min. 1,5 Uf) w czasie 10 min. lub izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wolnozmennym (0,1 Hz) o wartości 3-krotnego napięcia fazowego kabla w czasie 60 minut Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV. Brak przerwy w żyłach.	Po wykonaniu naprawy oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni.
Linie kablowe o napięciu		Próba napięciowa dodatkowej powłoki polwinitowej lub polietylenowej. Sprawdzenie ciągłości żył.	Izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wyprostowanym o wartości 0,75 napięcia wymaganego przy próbie fabrycznej (w przypadkach uzasadnionych technicznie dla kabli o izolacji z PE nieusieciowanego napięciem wyprostowanym o wartości min. 1,5 Uf) w czasie 10 min. lub izolacja powinna wytrzymać próbę napięciem wolnozmennym (0,1 Hz) o wartości 3-krotnego napięcia fazowego kabla w czasie 60 minut Powłoka powinna wytrzymać w czasie 1 min. napięcie wyprostowane o wartości 5 kV. Brak przerwy w żyłach.	Po wykonaniu naprawy.

Lp.	Nazwa urządzenia niższym niż 1 kV.	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych Pomiar rezystancji izolacji.	Wymagania techniczne Rezystancja izolacji w linii o długości do 1 km przy temperaturze 20°C powinna być nie mniejsza niż: 20 MΩ – dla kabla z izolacją papierową, 20 MΩ – dla kabla z izolacją polwinitową, 100 MΩ – dla kabla z izolacją polietylenową. W linii o długości powyżej 1 km wartość rezystancji izolacji przeliczona na 1 km długości linii powinna być nie mniejsza niż podane wyżej wartości.	Terminy wykonania/Uwagi
3.	Wyłączniki i zwierniki o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.	Pomiar rezystancji izolacji głównej wyłącznika. Pomiar rezystancji głównych torów prądowych wyłącznika. Pomiar czasów własnych i czasów niejednoczesności otwierania i zamykania wyłącznika. Badania gazów wyłączników z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca. Próba szczelności wyłącznika powietrznego lub z gazem SF ₆ , jeżeli wymaga tego wytwórca. Badanie olejów wyłączników olejowych (dla wyłączników 110 kV). Pomiar zużycia powietrza wyłącznika powietrznego, jeżeli wymaga tego wytwórca.	<p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu do eksploatacji, dla wyłączników małosieciowych rezystancja powinna wynosić co najmniej 50 % wartości rezystancji określonej przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p> <p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p> <p>Odpowiadające wymaganiom przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p> <p>Wymagania obowiązujące przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p> <p>Spadek ciśnienia powietrza w wyłączniku powietrznym lub ciśnienie gazu SF₆, powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p> <p>1/ zawartość wody – brak wody wydzielonej 2/ napięcie przebiecia nie niższe niż 30 kV przy temperaturze 20°C.</p> <p>Zużycie powietrza na przewietrzenie i na cykl łączeniowy, powinno odpowiadać wymaganiom obowiązującym przy przyjmowaniu wyłącznika do eksploatacji.</p>	<p>Po przeglądzie wewnętrznym wyłącznika z tym, że dla:</p> <ul style="list-style-type: none"> - małosieciowych - nie rzadziej niż raz na pięć lat oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni, - pozostałych – zgodnie z zaleceniami producenta.

Lp.	Nazwa urządzenia	Rodzaj pomiarów i prób eksploatacyjnych	Wymagania techniczne	Terminy wykonania/Uwagi																												
4.	Połączenia prądowe w GPZ i RS.	Zaleca się badanie stanu dostępných połączeń prądowych metodą termowizyjną.	<p>Zaleca się aby obciążenie prądowe badanych połączeń było nie mniejsze od 30 % obciążenia znamionowego, temperatura badanego połączenia nie powinna być wyższa od temperatury określonej w tabeli:</p> <table border="1" data-bbox="341 479 735 1182"> <thead> <tr> <th data-bbox="341 1032 373 1182">Stopień obciążenia [%]</th> <th data-bbox="341 913 373 1032">Predkość wiatru [m/s]</th> <th data-bbox="341 703 373 913">Dopuszczalny przyrost temperatury [°C]</th> <th data-bbox="341 479 373 703">Usuwanie usterek</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="373 1032 421 1182" rowspan="2">30-60</td> <td data-bbox="373 913 421 1032" rowspan="2"><2</td> <td data-bbox="373 703 421 913">10-30</td> <td data-bbox="373 479 421 703">Pilnie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="421 703 469 913">Powyżej 30</td> <td data-bbox="421 479 469 703">Niezwłocznie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="469 1032 517 1182" rowspan="2"></td> <td data-bbox="469 913 517 1032" rowspan="2">≥2</td> <td data-bbox="469 703 517 913">10-20</td> <td data-bbox="469 479 517 703">Pilnie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="517 703 564 913">Powyżej 20</td> <td data-bbox="517 479 564 703">Niezwłocznie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="564 1032 612 1182" rowspan="2">Powyżej 60</td> <td data-bbox="564 913 612 1032" rowspan="2"><2</td> <td data-bbox="564 703 612 913">10-50</td> <td data-bbox="564 479 612 703">Pilnie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="612 703 660 913">Powyżej 50</td> <td data-bbox="612 479 660 703">Niezwłocznie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="660 1032 708 1182" rowspan="2"></td> <td data-bbox="660 913 708 1032" rowspan="2">≥2</td> <td data-bbox="660 703 708 913">10-35</td> <td data-bbox="660 479 708 703">Pilnie</td> </tr> <tr> <td data-bbox="708 703 756 913">Powyżej 35</td> <td data-bbox="708 479 756 703">Niezwłocznie</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="756 479 829 1182">Niezwłocznie- konieczność natychmiastowego poprawienia stanu zacisku Pilnie - potrzeba poprawienia stanu zacisku przy najbliższym wyłączeniu linii lub przed przewidywanym wzrostem obciążenia</p>	Stopień obciążenia [%]	Predkość wiatru [m/s]	Dopuszczalny przyrost temperatury [°C]	Usuwanie usterek	30-60	<2	10-30	Pilnie	Powyżej 30	Niezwłocznie		≥2	10-20	Pilnie	Powyżej 20	Niezwłocznie	Powyżej 60	<2	10-50	Pilnie	Powyżej 50	Niezwłocznie		≥2	10-35	Pilnie	Powyżej 35	Niezwłocznie	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.
Stopień obciążenia [%]	Predkość wiatru [m/s]	Dopuszczalny przyrost temperatury [°C]	Usuwanie usterek																													
30-60	<2	10-30	Pilnie																													
		Powyżej 30	Niezwłocznie																													
	≥2	10-20	Pilnie																													
		Powyżej 20	Niezwłocznie																													
Powyżej 60	<2	10-50	Pilnie																													
		Powyżej 50	Niezwłocznie																													
	≥2	10-35	Pilnie																													
		Powyżej 35	Niezwłocznie																													

5.	Przekładniki napięciowe i prądowe o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.	Pomiar rezystancji izolacji uzwojeń pierwotnych i wtórnych. Badania oleju w przekładnikach olejowych niehermetyzowanych, wyposażonych we wskaźniki poziomu oleju, wykonane w razie uzyskania negatywnych wyników pomiaru rezystancji izolacji.	70 % wartości wymaganej przy przyjmowaniu przekładników do eksploatacji. Olej przekładnika o napięciu znamionowym 110 kV lub niższym powinien spełniać wymagania jak dla transformatorów o mocy do 100 MVA.	Nie rzadziej niż raz na 10 lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej oraz przed uruchomieniem przekładnika, po remoncie oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy.
6.	Ograniczniki przepięć w stacjach o napięciu 110 kV.	Pomiar rezystancji uziemienia lub rezystancji przejścia do sprawdzonego układu uziomowego. Sprawdzenie liczników zadziałań ograniczników przepięć. Pomiar prądu upływu. Pomiar statycznego napięcia zapiłonu (tylko dla ograniczników iskiernikowych) Pomiar napięcia odniesienia (tylko dla ograniczników beziskiernikowych)	Rezystancja uziemienia nie większa niż 5 Ω , a rezystancja przejścia nie większa niż 0,1 Ω Licznik powinien zadziałać przy impulsie prądowym z kondensatora Wg zaleceń producenta. Wg zaleceń producenta. Wg zaleceń producenta	Nie rzadziej niż raz na 5 lat chyba, że instrukcja fabryczna przewiduje inaczej oraz przed uruchomieniem ogranicznika oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy.
7.	Transformatory suche.	Pomiar rezystancji izolacji R_{60} . Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni.	Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie lub $R_{60} \geq 20 M\Omega$ dla napięć powyżej 10 kV, $R_{60} \geq 15 M\Omega$ dla pozostałych przy 30°C – dla transformatorów w eksploatacji. Zgodnie z danymi w karcie prób transformatora – dla transformatorów nowych i po remoncie oraz w eksploatacji.	Przed uruchomieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego transformatora oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji.

<p>Transformatory olejowe o mocy 0,02 – 1,6 MVA oraz dławiki do kompensacji ziemnozwarciowej.</p>	<p>Pomiar rezystancji izolacji R_{60}.</p> <p>Pomiar rezystancji uzwojeń lub pomiar przekładni.</p> <p>Badanie oleju (transformator z konserwatorem) w zakresie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - wyglądu, - rezystywności, - napięcia przebicia. 	<p>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.</p> <p>Zgodnie z danymi w karcie prób transformatorów nowych i po remoncie w eksploatacji.</p> <p>Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartość ciał obcych.</p> <p>Rezystywność nie niższa niż $1 \times 10^9 \Omega \text{ m}$ przy 50°C.</p> <p>Napięcie przebicia nie niższe niż 35 kV przy temp. otoczenia.</p>	<p>Przed uruchomieniem transformatora po pracach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego transformatora oraz w przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni oraz po stwierdzeniu nieprawidłowej pracy. Nie wymaga się badania transformatora w czasie jego prawidłowej eksploatacji.</p>
<p>Transformatory olejowe o mocy większej od 1,6 MVA i mniejszej lub równej 100 MVA oraz napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.</p>	<p>Stopień I <u>Badania podstawowe</u> Zakres badań:</p> <ul style="list-style-type: none"> – oględziny zewnętrzne, – analiza chromatograficzna składu gazów rozpuszczonych w oleju, – badanie oleju w zakresie: <ul style="list-style-type: none"> • wyglądu, • liczby kwasowej, • temperatury zapłonu, • napięcia przebicia, • rezystywność, • współczynnik stratności tgδ, • zawartość wody mierzona metodą K. Fischera. <p>Stopień II <u>Badania dodatkowe</u> Zakres badań:</p>	<p>Po pierwszym roku eksploatacji a następnie nie rzadziej niż raz na 5 lat. W przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni (z wyjątkiem analizy chromatograficznej). Przed uruchomieniem transformatora po zdarzeniach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego.</p> <p>– Brak gazów rozpuszczonych w oleju wskazujących na uszkodzenie, – Olej: <ul style="list-style-type: none"> • Wygląd klarowny, brak wody wydzielonej i zawartości stałych ciał obcych • Liczba kwasowa nie wyższa niż 0,4mg KOH/g • Temperatura zapłonu nie niższa niż 130° C • Napięcie przebicia nie mniejsze niż 40 kV przy 20°C • Rezystywność nie mniejsza niż $2 \times 10^9 \Omega \text{ m}$ przy 50°C • Współczynnik stratności nie wyższy niż 0,1 przy 50°C i 50 Hz • Zawartość wody niższa od 40 ppm </p>	<p>Po pierwszym roku eksploatacji a następnie nie rzadziej niż raz na 5 lat. W przypadku wyłączenia na okres dłuższy niż 30 dni (z wyjątkiem analizy chromatograficznej). Przed uruchomieniem transformatora po zdarzeniach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę stanu technicznego.</p> <p>Wykonywane w przypadku uzyskania negatywnych wyników badań z zakresu podstawowego.</p>

		<p>Pomiar rezystancji izolacji R_{300}.</p> <p>Pomiar rezystancji uzwojeń lub przekładni.</p> <p>Pomiar prądów magnesujących.</p> <p>Przeгляд i badanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów.</p>	<p>Rezystancja izolacji w układzie doziemnym $R_{300} \geq 75 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym do 40 kV, $R_{300} \geq 100 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C dla uzwojeń o napięciu znamionowym powyżej 50 kV. Rezystancja izolacji w układzie między uzwojeniami $R_{300} \geq 250 \text{ M}\Omega$ przy temp. 30°C</p> <p>Zgodnie z danymi wytwórcy.</p> <p>Zgodnie z danymi wytwórcy.</p> <p>Zgodnie z wymaganiami wytwórcy.</p>	<p>Przed uruchomieniem transformatora po zdarzeniach mogących mieć wpływ na pogorszenie się lub zmianę parametrów wymienionych w badaniach dodatkowych.</p> <p>Nie rzadziej niż raz na 3 lata lub 15 tys. przełączeń (o ile producent nie wydłuży tych okresów).</p> <p>Nie rzadziej niż raz na trzy lata.</p> <p>Nie rzadziej niż raz na pięć lat.</p>
8.	Obwody wtórne 8.1. Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.	<p>Pomiar rezystancji izolacji układu.</p> <p>Pomiar rezystancji izolacji przekładników prądowych i napięciowych wraz z przynależnymi obwodami.</p>	<p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż $1 \text{ M}\Omega$, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż $10 \text{ M}\Omega$.</p> <p>Rezystancja izolacji nie mniejsza niż $1 \text{ M}\Omega$, z tym że samego przekładnika nie mniejsza niż $50 \text{ M}\Omega$.</p>	

	<p>Sprawdzenie wartości nastawionych.</p>	<p>Dokładność działania członów prądowych, napięciowych i impedancyjnych nie może być gorsza niż $\pm 5\%$.</p> <p>Współczynnik powrotu dla członów „nad” i „pod” :</p> <p>dla przekąźników „nad” $k_p \geq 0,85$</p> <p>dla przekąźników „pod” $k_p \leq 1,15$</p> <p>o ile w celu zapewnienia poprawności działania układu nie przewidziano ostrzejszych wymagań.</p> <p>Dokładność działania członów nie może być gorsza niż $\pm 5\%$.</p> <p>Dokładność działania członów częstotliwościowych powinna być nie gorsza niż $\pm 0,1$ Hz, przy zasilaniu napięciem pomiarowym w zakresie od 0,7 do 1,1 Un.</p> <p>Badane zabezpieczenia powinny pewnie działać przy obniżonym napięciu pomocniczym do 0,8 Un.</p> <p>Wyłączniki mocy powinny pewnie działać przy zasilaniu cewek zbijakowych obniżonym napięciem sterowniczym do 0,7 Un.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na pięć lat.</p>
<p>Sprawdzenie funkcjonalne.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania układu elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na trzy lata.</p>
<p>Sprawdzenie funkcjonalne działania układów rejestrujących.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania układów rejestrujących.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na trzy lata.</p>
<p>Sprawdzenie funkcjonalne lokalizatorów miejsca zwarcia.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania lokalizatorów.</p>	<p>Zgodnie z przyjętym programem działania lokalizatorów.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na pięć lat.</p>

8.2. Układy sterowania i sygnalizacji.	Pomiar rezystancji izolacji układu.	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż $1\text{ M}\Omega$, z tym że dla każdego z elementów wchodzących w skład obwodów nie mniejsza niż $10\text{ M}\Omega$.	Nie rzadziej niż raz na trzy lata.
	Sprawdzenia funkcjonalne.	Zgodnie z przyjętym programem działania układów sterowania, blokad i sygnalizacji.	Nie rzadziej niż raz na trzy lata.
8.3. Baterie akumulatorów stacyjnych.	Sprawdzenie baterii akumulatorów.	<p>Rezystancja izolacji baterii względem ziemi powinna wynosić co najmniej $500\ \Omega/\text{V}$, lecz nie mniej niż $10\ \text{k}\Omega$.</p> <p>Zmierzona pojemność baterii, po przeliczeniu względem temperatury odniesienia, nie może być mniejsza niż 80% pojemności znamionowej.</p> <p>Minimalne napięcie rozładowania wynosi $1,80\ \text{V}/\text{ogniwo}$.</p> <p>Gęstość elektrolitu dla poszczególnych typów baterii w stanie naładowanym w temperaturze $20\ ^\circ\text{C}$ powinna być zgodna z instrukcją fabryczną baterii.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na rok.</p> <p>Pomiar może być wykonywany w dłuższych odstępach czasowych o ile dopuszcza to producent i pozwala na to wiek i stan baterii.</p>
8.4. Baterie zewnętrzne przy UPS od 2-5kVA.	Sprawdzenie baterii akumulatorów za pomocą testu.	<p>Określenie stanu technicznego przez pomiar w trakcie testu rozładowania baterii prądem $I=0,2I_{n,UPS}$.</p> <p>Minimalne napięcie rozładowania wynosi $1,8\ \text{V}/\text{ogniwo}$.</p> <p>Sprawdzenie wskaźnika diodowego pojemności baterii.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na rok.</p> <p>Pomiar może być wykonywany w dłuższych odstępach czasowych o ile dopuszcza to producent i pozwala na to wiek i stan baterii.</p>
8.5. Baterie zewnętrzne w UPS poniżej 2kVA i baterie akumulatorów 12V i 24V.	Sprawdzenie baterii akumulatorów za pomocą testu.	<p>Określenie stanu technicznego przez pomiar napięcia w trakcie testu rozładowania baterii prądem $I=0,1I_{n,UPS}$.</p> <p>Minimalne napięcie rozładowania wynosi $1,8\ \text{V}/\text{ogniwo}$.</p>	<p>Nie rzadziej niż raz na rok.</p> <p>Pomiar może być wykonywany w dłuższych odstępach czasowych o ile dopuszcza to producent i pozwala na to wiek i stan baterii.</p>

8.6. Baterie akumulatorów 24V dla rozłączników słupowych.	Sprawdzenie baterii.	Określenie stanu baterii poprzez pomiar spadku napięcia podczas prób funkcjonalnych rozłącznika. Dopuszczalny spadek napięcia wynosi do 3V.	Nie rzadziej niż raz na trzy lata. Pomiar może być wykonywany w dłuższych odstępach czasowych o ile dopuszcza to producent i pozwala na to wiek i stan baterii.
8.7. Prostowniki do ładowania baterii akumulatorów.	Sprawdzenie prostowników.	Dokładność wskazań przyrządów pomiarowych (amperomierzy i woltomierzy) zabudowanych w prostownikach nie powinna być gorsza niż $\pm 2,5\%$. Rezystancja izolacji obwodów głównych i pomocniczych powinna wynosić co najmniej 1000 Ω/V , lecz nie mniej niż 500 k Ω . Napięcie wyjściowe prostownika przy pracy buforowej z baterią akumulatorów powinno wynosić, zależnie od typu baterii, od 2,23 do 2,31 V/ogniwo. Tętnienia napięcia wyjściowego prostownika współpracującego z baterią „VRLA” nie mogą być większe niż 1%. Sygnalizacja i telesygnalizacja z prostownika zgodnie z programem działania.	Nie rzadziej niż raz na rok. Pomiar może być wykonywany w dłuższych odstępach czasowych o ile dopuszcza to producent i pozwala na to wiek i stan urządzenia.
8.8. Urządzenia i obwody telemechaniki.	Pomiar rezystancji izolacji.	Rezystancja izolacji nie mniejsza niż 1 M Ω , a nie mniejsza niż 10 M Ω dla poszczególnych elementów obwodu.	Nie rzadziej niż raz na cztery lata.
	Sprawdzenie wartości nastawionych.	Dokładność do 5% przy zasilaniu napięciem pomocniczym w zakresie 0,8 – 1,1 Un.	
	Próby funkcjonalne.	Pozytywny wynik sprawdzenia działania układów sterowania i sygnalizacji.	Nie rzadziej niż raz na rok. Prawidłowe działanie może być zaliczone jako badanie funkcjonalne.

	8-9. Agregat prądowórczy w układach zasilania awaryjnego.	Kontrola i przeglądy zgodne z DTR agregatu.	<p>Zakres zgodny z DTR agregatu, w tym w zależności od potrzeb między innymi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - oględziny i czyszczenie zewnętrzne agregatu, - sprawdzenie poziomu płynu chłodzącego, - sprawdzenie paska napędu, - uruchomienie agregatu, - wymiana filtra paliwa, - wymiana filtra powietrza, - sprawdzenie wskazań przyrządów i sygnalizacji na panelu sterowniczym. <p>Pozytywny wynik kontroli-prawidłowa praca i właściwe wskazania przyrządów.</p>	Terminy zgodne z DTR agregatu, jednak oględziny po każdym automatycznym uruchomieniu a przegląd nie rzadziej niż raz na rok.
9.	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych stacjach i rozdzielniach o napięciu znamionowym 110 kV.	Pomiar rezystancji uziemienia. Pomiar napięcia rażenia. Sprawdzenie zagrożenia spowodowanego wynoszeniem z rozdzielni wysokiego potencjału ziemnozwarciowego.	Zgodnie z wymaganiami norm przedmiotowych. Przy wyznaczaniu napięcia rażenia i sprawdzaniu zagrożenia spowodowanego wynoszeniem potencjału dopuszcza się stosowanie metod obliczeniowych.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat oraz po zmianie warunków wpływających na jakość ochrony.
	Ochrona przeciwporażeniowa w elektroenergetycznych stacjach i rozdzielniach o napięciu znamionowym wyższym od 1 kV, a niższym niż 110 kV.	Pomiar rezystancji uziemienia. Pomiar napięcia rażenia.	Zgodnie z wymaganiami norm przedmiotowych.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat oraz po zmianie warunków wpływających na jakość ochrony.
10.	Linia o napięciu znamionowym do 1 kV.	Pomiar napięć i obciążeń.	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia.
		Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej.	Zgodnie z wymaganiami norm przedmiotowych.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.
		Pomiar rezystancji uziemień roboczych.	Zgodnie z wymaganiami norm przedmiotowych.	Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

11. Instalacje odbiorcze w budynkach, o napięciu znamionowym do 1 kV.	<p>Pomiar napięcie i obciążen.</p> <p>Sprawdzenie skuteczności działania środków ochrony przeciwporażeniowej.</p> <p>Pomiar rezystancji uziemień roboczych i ochronnych.</p> <p>Sprawdzenie ciągłości przewodów ochrony przeciwporażeniowej.</p>	Zgodnie z przepisami w sprawie obciążeń prądem przewodów i kabli.	<p>Nie rzadziej niż raz na 5 lat, w miarę możliwości w czasie największego obciążenia.</p> <p>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.</p> <p>2. Instalacje w pomieszczeniach o wilgotności względnej wyższej od 75 % do 100 % zapyłonych oraz zaliczonych do kategorii ZLI, ZLII, ZLIII, ZLIV zagrożenia ludzi – nie rzadziej niż raz na 5 lat.</p> <p>3. Instalacje w pozostałych pomieszczeniach – nie rzadziej niż raz na 5 lat, w przypadku zainstalowania wyłączników różnicowo – prądowych można nie wykonywać pomiarów rezystancji izolacji.</p>
---	--	---	---

Załącznik nr 3
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

SKRÓTY, POJĘCIA I DEFINICJE

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa
FS	Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu
IRiESD	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (całość)
IRiESD- Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość)
IRiESP- Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - 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
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OP	Operator pomiarowy
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
PKD	Plan koordynacyjny dobowy
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny
PKR	Plan koordynacyjny roczny
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:

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

gdzie: i – rząd harmonicznej

P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SSiN	System sterowania i nadzoru.
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:

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

gdzie: i – rząd harmonicznej

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej
URE	Urząd Regulacji Energetyki

2. POJĘCIA I DEFINICJE

Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węzle 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.
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.
Elektrownia wiatrowa	Pojedyncza jednostka wytwórcza lub zespół jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Generalna umowa dystrybucyjna	Umowa o świadczenie usług dystrybucji przez OSD na rzecz Sprzedawców, sprzedających energię elektryczną URD
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci 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, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci 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,

- f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

Jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
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 kraju.
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.
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 przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana: <ol style="list-style-type: none">przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin,przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin,przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. 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.
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.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna wyznaczoną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15 - minutowych, b) umowie o świadczenie usług dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami systemu dystrybucji posiadającymi miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny.
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.
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.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
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.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
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 systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w

	<p>systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.</p>
Operator systemu dystrybucyjnego	<p>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.</p>
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	<p>Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).</p>
Programy łączeniowe	<p>Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu dystrybucyjnego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.</p>
Przedsiębiorstwo energetyczne	<p>Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.</p>
Przedsiębiorstwo obrotu	<p>Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.</p>
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	<p>Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.</p>
Przyłącze	<p>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.</p>
Rezerwa mocy	<p>Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.</p>
Ruch próbny	<p>Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.</p>
Rynek bilansujący	<p>Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.</p>

Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
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.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowej lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
System sterowania i nadzoru (SSiN)	Zespół środków przeznaczonych do sterowania aparaturą łączeniową i automatykami oraz służący do nadzoru i monitorowania urządzeń i układów stacyjnych.
System pomiarowo-rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych oraz z innych systemów.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1 kV i niższe od 110 kV.
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 pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
Umowa kompleksowa	Umowa zawierająca postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej

Umowa o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej	Umowa , której stroną jest operator systemu dystrybucyjnego i odbiorca energii elektrycznej lub przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe
Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej	Umowa zawarta z operatorem systemu przesyłowego
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
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 pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
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.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego 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.

Załącznik nr 4
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

KARTY AKTUALIZACJI