

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Instrukcja obowiązuje od 15.12.2013 roku

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

- *Wprowadzenie*
- *Część ogólna*
- *Część szczegółowa – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi,*

WPROWADZENIE

Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej w działa na Terenie całej polski zgodnie z udzieloną koncesją. Przesyła energię od wytwórców, oraz dostarcza energię elektryczną do kilkudziesięciu odbiorców wykorzystując elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną średniego i niskiego napięcia.

Jako OSD nieprzyłączony do sieci przesyłowej OSP część obowiązków realizuje poprzez OSD do którego sieci jest przyłączone, w zależności od wybranej lokalizacji.

Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

CZEŚĆ OGÓLNA

Wchodzi w życie z dniem 15.12.2013 r.

SPIS TREŚCI

I.	POSTANOWIENIA OGÓLNE	4
II.	PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH, POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	9
II.1.	Zasady przyłączania.....	9
II.2.	Zasady połączenia	13
II.3.	Zasady odłączania oraz wstrzymywania i wznowienia dostarczania energii elektrycznej ...	13
III.	WYMAGANIA TECHNICZNE DLA URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	16
III.1.	Postanowienia ogólne	16
III.2.	Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców.....	16
III.3.	Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych	17
III.4.	Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich.....	17
III.5.	Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.....	18
III.6.	Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych.....	19
IV.	EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI	26
IV.1.	Zasady i standardy techniczne eksploatacji.....	26
IV.2.	Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów	31
V.	BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	36
V.1.	Stan zagrożenia KSE, awaria sieciowa i awaria w systemie	36
V.2.	Bezpieczeństwo pracy systemu dystrybucyjnego	36
V.3.	Zasady wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	37
VI.	WSPÓŁPRACA OSD Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	41
VI.1.	Postanowienia ogólne	41

VII.	PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ	43
VII.1.	Obowiązki OSD	43
VII.2.	Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich OSD.....	43
VII.3.	Planowanie produkcji energii elektrycznej.....	45
VII.4.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany międzysystemowej.....	45
VII.5.	Programy pracy sieci dystrybucyjnej.....	45
VII.6.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.....	46
VII.7.	Programy łączeniowe	47
VII.8.	Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 48	
VII.9.	Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi	48
VIII.	STANDARDY TECHNICZNE PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ ORAZ PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	49
VIII.1.	Standardy techniczne pracy sieci dystrybucyjnej oraz parametry jakościowe energii elektrycznej.....	49
VIII.2.	Poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.....	51
VIII.3.	Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu	55

Załącznik nr 1. Skróty, pojęcia i definicje.

Załącznik nr 2. Karty aktualizacji.

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. jako OSD wprowadza niniejszą Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD), na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne.
- I.2. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. 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, (tekst jednolity z Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 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 **Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.** na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/73/1339/U/OT-2/98/HM z dnia 14 grudnia 1998 roku wraz z późniejszymi zmianami
 - d) decyzję Prezesa URE nr DPE-4711-138(15)/2012/1339/ŁG z dnia 6 listopada 2012 roku o wyznaczeniu Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, (zwanego dalej OSD)
 - e) wymagania określone w opracowanej przez OSP Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwaną dalej IRiESP),
 - f) wymagania określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zwaną dalej IRiESD OSDp), operatora do którego sieci OSD jest przyłączone,
 - g) 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) przyłączania 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,
 - 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.
- 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,
 - 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 dysponowanych przez OSP,
 - 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,
 - 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 i OSDp 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) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - m) 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. OSD ponoszą odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.
- I.11. OSP ponosi odpowiedzialność za skutki zaniechania działań lub skutki swoich działań.
- I.12. 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.13. 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.14. W zależności od potrzeb OSD przeprowadza aktualizację IRiESD. W szczególności aktualizacja jest dokonywana przy zmianie wymogów prawa..
- I.15. Aktualizacja IRiESD jest dokonywana poprzez wydanie karty aktualizacji lub poprzez opracowanie i wydanie nowej IRiESD. Karty aktualizacji stanowią integralną część IRiESD.
- I.16. Karta aktualizacji IRiESD powinna zawierać w szczególności:
1. nr karty aktualizacji,
 2. datę wprowadzenie 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 2 do IRiESD.

- I.17. OSD informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu (strony internetowej dostępnej pod adresem <http://www.ecandrychow.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.
- I.18. Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu:
- a) OSD opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej,
wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji, OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
- I.19. Okres przewidziany na konsultacje nie może być krótszy niż 14 dni od daty opublikowania projektu nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektu Karty aktualizacji.
- I.20. Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje OSD:
- a) dokonuje analizy otrzymanych uwag,
 - b) opracowuje nową wersję IRiESD-Bilansowanie albo Karty aktualizacji, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi,

- c) opracowuje Raport z procesu konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag oraz informacje o sposobie ich uwzględnienia.
- I.21. OSD jako przedsiębiorstwo zintegrowane spełnia wymogi określone w Ustawie, dla których IRiESD nie jest zatwierdzane przez Prezesa URE. Dlatego IRiESD po procesie konsultacji zostaje zatwierdzona przez zarząd OSD i zostaje opublikowana na stronie internetowej.

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

II.1. Zasady przyłączania

- II.1.1. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 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) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej OSD o napięciu wyższym niż 1kV wpłacenie na rachunek bankowy wskazany przez OSD, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
 - 4) pisemne potwierdzenie przez OSD, złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku,
 - 5) w przypadku urządzeń i instalacji dla których prawo wymaga ekspertyz wpływu tych urządzeń i instalacji na system energetyczny, wykonanie właściwej ekspertyzy,
 - 6) wydanie przez OSD warunków przyłączenia i projektu umowy o przyłączenie do sieci,
 - 7) zawarcie umowy o przyłączenie do sieci,
 - 8) realizację przyłącza(-y) i niezbędnej rozbudowy sieci,
 - 9) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych instalacji,
 - 10) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub umowy kompleksowej,
 - 11) 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 w swojej siedzibie.
- 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 w szczególności 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) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii dokumentów potwierdzających dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją,

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) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła - od dnia wniesienia zaliczki;
 - 2) 60 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.
- II.1.12. 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. Uzgodnienie, o którym mowa w punktach II.1.15 i II.1.16 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.1.18. 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.1.19. Umowa o przyłączenie do sieci stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.20. Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające:
- a) strony umowy
 - b) termin realizacji przyłączenia,
 - c) wysokość opłaty za przyłączenie,
 - d) miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - e) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - f) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - g) harmonogram przyłączenia,
 - h) warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - i) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru,
 - j) moc przyłączeniową,
 - k) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - l) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.21. 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.1.22. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w punkcie II.1.21, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do niej.
- II.1.23. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci

dystrybucyjnej urządzenia, instalacje, sieci i jednostki wytwórcze określa punkt III.

- II.1.24. 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.1.25. 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.1.26. 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 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. Zasady przyłączania do OSDp określa IRiESP OSDp do którego następuje przyłączenie.

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.3.1.8.
- 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 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. 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.3.1.8. 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 na zasadach określonych w ustawie Prawo Energetyczne:
- a) gdy podmiot przyłączony zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną,
 - b) na wniosek sprzedawcy, z tytułu o którym mowa w ust a), zgodnie z zapisami Generalnej Umowy 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 oraz na czas potrzebny do rozpatrzenia reklamacji złożonej przez odbiorcę któremu zostały wstrzymane dostawy energii elektrycznej.
- 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 ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH

III.1. Postanowienia ogólne

III.1.1. 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.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w punkcie III.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

III.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji.

III.1.4. 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 muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.
- III.2.2. OSD określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci.
- III.2.3. 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.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 koordynowanej 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 określonych w prawie oraz IRiESD.
- III.3.1.3. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na warunkach określonych w warunkach przyłączenia i wymaga zapisania odpowiednich procedur stosowanych w przypadku pracy wyspowej.
- III.3.1.4 Wymaganie techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt. III.3.1.2 obejmują w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- Układów wzbudzenia
 - Układów regulacji napięcia
 - Systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej
 - Urządzeń regulacji pierwotnej
 - Możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią
 - Wytwarzanej mocy biernej
 - Wyposażenia linii blokowych w dodatkowe układy automatyki

III.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich

- III.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.
- III.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w punkcie II.1. IRiESD.
- III.4.3. W uzasadnionych przypadkach OSD może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w punkcie III.4.2.
- III.4.4. 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.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami punktu III.8. IRiESD.
- III.4.6. OSD może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- III.4.7. OSD może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- III.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej.

III.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących

III.5.1. Postanowienia ogólne

- III.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.
- III.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSD. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSD.

Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- III.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- III.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
- III.5.1.5. OSD określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD. W uzasadnionych przypadkach OSD uwzględnia warunki stosowania EAZ z wytycznymi w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych OSDp.
- III.5.1.6. OSD dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.
- III.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- III.5.1.8. Nastawy czasowe EAZ należy dobierać w taki sposób, aby były możliwie jak najkrótsze, przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń

oraz aby ograniczały czasy trwania zakłóceń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstrojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnym pobudzeniem zabezpieczeń. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.

- III.5.1.9. Należy tak dobrać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- III.5.1.10. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.

III.6. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych

III.6.1. Postanowienia ogólne

III.6.1.1. 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.6.1.2. 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.6.1.3. 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 protokołów, 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.6.1.4. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone w przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.

III.6.1.5. 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 łącznie.

Układy pomiarowe muszą być wyposażone w listwę pomiarowo-kontrolną.

III.6.1.6. 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.6.1.7. 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.6.1.9. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych uzgadniają protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standardy protokołu transmisji obowiązujący wszystkie podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

III.6.1.10. Układy transmisyjne typu „**on line**” muszą umożliwiać zdalny odczyt danych poprzez LSPR OSD, dedykowanym dla LSPR kanałem o przepustowości co najmniej 4800 bitów/sek, za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej, co najmniej 1 raz na dobę,

III.6.1.11 Układy transmisyjne „**off-line**” są to pozostałe układy transmisji, umożliwiające automatyczny odczyt 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.6.1.12. 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.6.1.13. Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 10 kategorii:

Kategoria	Napięcie na przyłączy	Moc umowna	Roczny pobór energii
A1	$U_n \geq 110 \text{ kV}$	$S \geq 30 \text{ MVA}$	
A2	$U_n \geq 110 \text{ kV}$	$1 \text{ MVA} \leq S < 30 \text{ MVA}$	
A3	$U_n \geq 110 \text{ kV}$	$1 \text{ MVA} > S$	
B1	$1 \text{ kV} < U_n < 110 \text{ kV}$	$P \geq 30 \text{ MW}$	$E \geq 200 \text{ GWh}$
B2	$1 \text{ kV} < U_n < 110 \text{ kV}$	$5 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$200 \text{ GWh} \geq E \geq 30 \text{ GWh}$
B3	$1 \text{ kV} < U_n < 110 \text{ kV}$	$0,8 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$30 \text{ GWh} \geq E \geq 4 \text{ GWh}$
B4	$1 \text{ kV} < U_n < 110 \text{ kV}$	$40 \text{ kW} \leq P < 0,8 \text{ MW}$	$4 \text{ GWh} \geq E \geq 0,2 \text{ GWh}$
B5	$1 \text{ kV} < U_n < 110 \text{ kV}$	$P < 40 \text{ kW}$	$E < 0,2 \text{ GWh}$
C2	$U_n < 1 \text{ kV}$	$P \geq 40 \text{ kW}$	
C1	$U_n < 1 \text{ kV}$	$P < 40 \text{ kW}$	

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

- dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzonej w czterech kwadrantach z rejestracją profili stanów liczydeł energii,
- 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,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profilu, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profilu obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- rozliczanie godzinowe i miesięczne z dokładnością do 1 kWh bez różnic wynikających z zaokrągleń lub utraty wartości mniejszych od ziarna pomiarowego,

- III.6.1.15. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:
- dla kategorii: A1 i A2 – stosowanie dwóch równoważnych układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego,
 - 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.6.1.16. 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.6.1.17. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających lub analizatorów parametrów sieci.
- III.6.1.18. 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.6.1.19. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania.
- III.6.1.20. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej powodujących zmianę kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w punkcie III.6.1.13., dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- III.6.1.21. W przypadku zmiany charakteru odbioru, OSD może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej).
- III.6.1.22. 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.6.1.23. 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.6.1.24. 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.6.1.25. 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.6.1.26. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty demontażu i sprawdzenia.
- III.6.1.27. OSD przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- III.6.1.28. 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.6.1.29.
- III.6.1.29. 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.6.1.30. Koszt ekspertyzy, o której mowa w punkcie III.6.1.29. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- III.6.1.31. 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 użyć zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej instrukcji.
- III.6.1.32. 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.6.1.26. i III.6.1.30., 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.6.1.33. 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.6.1.34. 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.6.2 Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B

Dla układów pomiarowych kategorii B1-B5, o których mowa w punkcie III.6.1.13. powinny być spełnione następujące wymagania określone w pkt. III.6.1.15 oraz:

Kategoria	Liczniki (klasa)	Klasa przekładników	Transmisja
B1	Podstawowy (0,5) + kontrolny (1)	0,5 lub lepiej	online
B2	Podstawowy (0,5) + rezerwowy	0,5 lub lepiej	online
B3	Podstawowy (0,5)	0,5	online
B4	Podstawowy (1)	0,5	online
B5	Podstawowy (1)	0,5	online

- układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach 15 lub 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę, lub umożliwiać synchronizację poprzez system odczytowy,
- umożliwiać lokalny odczyt profilu mimo braku napięcia pomiarowego na zaciskach licznika,

III.6.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. C

Dla układów pomiarowych kategorii C1-C2, o których mowa w punkcie III.6.1.13. powinny być spełnione następujące wymagania określone w pkt. III.6.1.15 oraz:

Kategoria	Liczniki (klasa)	Klasa przekładników	Transmisja
C1	Podstawowy (2)	2 lub lepiej	offline
C2	Podstawowy (1)	1 lub lepiej	online

- układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach 15 lub 60 minut przez co najmniej 63 dni (nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe) i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę, lub umożliwiać synchronizację poprzez system odczytowy,
- umożliwiać lokalny odczyt profilu mimo braku napięcia pomiarowego na zaciskach licznika,

III.6.4. Wymagania dla układów pomiarowych służących do poświadczania energii z odnawialnych źródeł energii i kogeneracji

III.6.4.1 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.6.4.2 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,
 - b) liczników elektronicznych jednokierunkowych do pomiaru mocy i energii czynnej klasy dokładności nie gorszej niż 0,5 lub C, umożliwiających w szczególności:
 - zapamiętywanie stanu liczydeł energii na koniec okresu rozliczeniowego,
 - układy synchronizacji czasu, synchronizowane z zewnętrznego wzorca czasu lub , 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.6.4.3 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,
 - 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.6.4.4 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 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 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

- 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 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 należytym 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 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 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 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 zaczepek 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 prawie lub instrukcji OSDp.

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 prawie lub instrukcji OSDp,
- 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 prawie lub instrukcji OSDp,
- 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 w prawie lub instrukcji OSDp,
- 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 zapisami w prawie lub instrukcji OSDp.

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,
- 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. 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.1.3. OSP może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w punkcie V.1.2 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania stanu zagrożenia KSE. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- V.1.4. 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.1.5. OSD na podstawie IRiESD OSDp oraz Instrukcji Współpracy Ruchowej z OSDp realizuje działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw lub awarii sieciowej.

V.2. Bezpieczeństwo pracy systemu dystrybucyjnego

- V.2.1. Za odpowiedni poziom oraz strukturę rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych odpowiada zgodnie z IRiESP OSP.
- V.2.2. OSD prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej przesyłanej siecią dystrybucyjną.
- V.2.3. 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.2.4. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zagrożenia lub awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym lub jego części powinny 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 niebędący odbiorcami końcowymi, jeżeli uczestniczą w odbudowie krajowego systemu dystrybucyjnego lub jego części, po wystąpieniu awarii w tym systemie.
- V.2.5. Procedury, o których mowa w punkcie V.2.4 uzgadnia się z OSD - 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:
- tryb normalny,
 - 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:
- zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
 - zagrożenia bezpieczeństwa osób,
 - 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 OSDp.
- 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:
- a) przygotowanie przez OSD wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
 - b) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z OSDp,
 - c) 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:
- a) sposób powiadomienia odbiorcy o wprowadzaniu ograniczeń,
 - b) właściwy organ dyspozytorski uprawniony do przekazania poleceń,
 - c) 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 OSDp o zakresie wprowadzanych ograniczeń wg trybu awaryjnego zgodnie z ustalonymi przez OSDp procedurami informacyjnymi.
- V.3.24. OSD w uzgodnieniu z OSDp 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 OSDp.

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 za pośrednictwem OSDp,
 - b) OSDp
 - c) operatorami systemów dystrybucyjnych,
 - d) operatorami handlowo-technicznymi,
 - e) operatorami handlowymi,
 - f) 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 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:

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

VI.1.11 Szczegółowy zakres i terminy przekazywania danych może zostać określony są w umowach dystrybucyjnych.

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,
- 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,
- e) poprzez OSDp zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy i regulacyjnych usług systemowych, w celu dotrzymania standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej,
- f) wprowadza plany ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- g) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega występowaniu zagrożeniom dostaw energii,
- 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 miesięcznych, i rocznych.

VII.1.3. Działania OSD w zakresie bilansowania i regulacji w obszarze sieci dystrybucyjnej, są ustalane w drodze umowy z OSDp oraz zawarte w IRiESD-Bilansowanie.

VII.1.4. Dla utworzenia obszarów regulacyjnych OSD mogą łączyć części bądź całe obszary sieci dystrybucyjnej, których ruch prowadzą.

VII.1.5. 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 OSDp.

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:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej,
 - pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej,
 - liniami wymiany z siecią dystrybucyjną, za której ruch odpowiadają inni OSD, na podstawie zawartych umów,
 - 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:
- śledzeniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych – o ile jest to konieczne w uzgodnieniu bądź na wniosek służb ruchowych OSDp,
 - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - 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:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej operatywnie kierowanymi przez podległe mu służby dyspozytorskie.
- VII.2.8. Służby dyspozytorskie o których mowa w punkcie VII.2.7. sprawują operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegający na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych.
- 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 innymi 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 w zależności od uzgodnień z OSDp sporządza i udostępnia koordynacyjne plany pracy jednostek wytwórczych oraz utrzymania wielkości mocy źródeł pozostających w gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, w tym plan sporządzany na okres roku.
- VII.3.2. Sporządzone plany przekazywane są do OSDp, który uwzględnia je w swoich planach i przekazuje do OSP.

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. 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 1kV 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) rozptyły 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,
 - m) wykaz jednostek wytwórczych.
- 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 OSDp zgodnie z IRiESD OSDp.

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 plany do uzgodnienia z OSDp w zakresie jaki wyłączenia w sieci OSD mają wpływ na sieć OSDp.
- VII.6.3. Podmioty zgłaszają OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- VII.6.4. Podmiot zgłaszający do OSD propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określa:
- a) nazwę elementu,
 - b) proponowany termin wyłączenia,
 - c) operatywną gotowość,
 - d) typ wyłączenia (np.: trwałe, 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..
- VII.6.8. 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. Propozycje planów łączeniowych dostarczane są do zatwierdzenia przez OSD w terminie co najmniej 10 dni przed rozpoczęciem realizacji programu łączeniowego.
- VII.7.4. 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.7.5. OSD zatwierdza plan łączeniowy nie później niż do godziny 15 dnia poprzedzającego rozpoczęcie programu.
- VII.7.6. Terminy wymienione w punkcie VII.7.3 nie dotyczą programów łączeniowych wymuszonych procesem likwidacji awarii sieciowej.

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

- VII.8.1. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych są określone w IRiESD OSDp i IRiESP.
- VII.8.3. Wytwórcy posiadający przyłączone do sieci OSD źródła wytwarzania uzgadniają z OSD plany maksymalnych i minimalnych mocy dyspozycyjnych oraz harmonogramy planowanych przerw i remontów.
- VII.8.4. OSD może polecić pracę jednostek wytwórczych w przeciążeniu lub zaniżeniu mocy poniżej dopuszczalnego minimum o ile przewiduje to umowa pomiędzy OSD a wytwórcą.
- VII.8.5. Wytwórcy są zobowiązani do niezwłocznego informowania o zmianach parametrów mocy dyspozycyjnej.
- VII.8.6. Bezpośrednio przed synchronizacją lub planowym 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 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_{lt} 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 długotrwałe,

- 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 10%, 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 przekrozoną 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 niższych 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 harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [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 harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej 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 harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16A

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

Tablica 4.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej 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

SKRÓTY, POJĘCIA I DEFINICJE

Definicje wszystkich skrótów i pojęć znajdują się w ustawie Prawo Energetyczne. Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

1. OZNACZENIA SKRÓTÓW

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
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
nN	Niskie napięcie
OH	Operator handlowy
OHT	Operator handlowo-techniczny
OP	Operator pomiarowy
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do sieci OSP w rozumieniu Ustawowym
OSP	Operator systemu przesyłowego
P_{lt}	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P _{st} , zgodnie ze wzorem:
	$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}}$
	gdzie: <i>i</i> – rząd harmonicznej
P_{st}	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie
SN	Średnie napięcie
SSiN	System sterowania i nadzoru.
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

URE

Urząd Regulacji Energetyki

2. POJĘCIA I DEFINICJE

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.
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

	wprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
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 dostarczenia	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 przyłączy łączy się z siecią.
Moc osiągalna	<p>Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana:</p> <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. <p>Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.</p>
Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	<p>Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w:</p> <ol style="list-style-type: none">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,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 systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci (podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).

Programy łączeniowe	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.
Przedsiębiorstwo energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii.
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne częstotliwościowe odciążanie – SCO	Samoczynne 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 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 2
do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

KARTY AKTUALIZACJI